

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

Факультет Энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения подстанций НПС-14, НПС-15 и НПС-16 для повышения надежности.

Исполнитель

студент группы 142-об(2)

(подпись, дата)

П.В. Комиссаров

Руководитель

профессор,

доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Комиссарова Павла Вячеславовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения подстанций НПС-14, НПС-15 и НПС-16 для повышения надежности.
(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы полученные в ходе прохождения производственной и преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района реконструкции. 2. Расчёт и анализ электрических нагрузок. 3. Разработка вариантов реконструкции сети. 4. Выбор оптимального варианта реконструкции. 5. Расчёт и анализ установившихся электроэнергетических режимов. 6. Расчёт токов короткого замыкания. 7. Выбор и проверка оборудования. 8. Заземление и молниезащита. 9. Разработка системы релейной защиты и автоматики. 10. Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции. 11. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Варианты реконструкции сети. 2. Однолинейные схемы ПС 220 кВ НПС-14 и ПС 220 кВ НПС-16. 3. Однолинейная схема ПС 220кВ НПС-15. 4. Расчёт установившихся электроэнергетических режимов. 5. Молниезащита ПС 220кВ НПС-14. 6. Защита линии (терминала ШЭ2607 011).

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, доктор техн. наук, Савина Наталья Викторовна

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 147 с., 24 рисунка, 56 таблиц, 141 формулу, 32 источника, 4 приложения

НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ.

Целью данной работы является повышение надежности внешнего электроснабжения подстанций НПС-14, НПС-15 и НПС-16.

В бакалаврской работе разработаны варианты реконструкции электрической сети в районе подстанций НПС-14, НПС-15 и НПС-16, проведен анализ района проектирования, приведена климатическая характеристика, рассчитаны нагрузки энергопринимающих устройств, сформированы расчётные модели и выполнен расчет электроэнергетических режимов в специализированном ПВК, рассчитаны токи короткого замыкания, выполнен выбор подстанционного оборудования, разработана система релейной защиты с расчетом уставок, оценена инвестиционная привлекательность проекта, рассмотрены безопасность и экологичность проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования	10
1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района	12
1.3 Анализ существующих режимов	18
1.3.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	18
1.4 Краткая характеристика технологического процесса перекачки нефти и основных электроприемников	21
1.5 Обоснование целесообразности реконструкции системы внешнего электроснабжения	22
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	26
3 Разработка вариантов реконструкции сети	29
3.1 Разработка вариантов реконструкции сети и однолинейных схем НПС	29
3.1.1 Разработка мероприятий повышению надежности на ПС НПС-14	29
3.1.2 Разработка мероприятий повышению надежности на ПС НПС-15	33
3.1.3 Разработка мероприятий повышению надежности на ПС НПС-16	34
3.1.4 Общие решения	35
3.2 Проверка целесообразности компенсации реактивной мощности	36
3.3 Проверка целесообразности замены силовых трансформаторов	37
3.4 Сравнение вариантов	39
4 Выбор оптимального варианта реконструкции	41
4.1 Расчёт капиталовложений	41
4.2 Расчёт потерь электроэнергии	42
4.3 Расчёт эксплуатационных издержек	43
4.4 Анализ надежности вариантов	44
4.5 Определение приведенных статистических затрат	50
5 Расчет и анализ установившихся электроэнергетических режимов	51

5.1	Расчет режима максимальных нагрузок	56
5.2	Расчет режима минимальных нагрузок	61
5.3	Выводы	65
6	Расчет токов короткого замыкания	67
7	Выбор и проверка оборудования	79
7.1	Выбор и проверка оборудования на стороне 220 кВ	79
7.2	Выбор и проверка силовых выключателей 220 кВ	79
7.3	Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей 220 кВ	83
7.4	Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ	83
7.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 220 кВ	87
7.6	Выбор ОПН	88
8	Заземление и молниезащита	93
8.1	Расчет заземлителя	93
8.2	Молниезащита подстанции ПС 220 кВ НПС-14	98
9	Разработка системы релейной защиты и автоматики	101
9.1	Основная защита ВЛ 220 кВ	101
9.2	Резервные защиты ВЛ 220 кВ	103
9.3	Расчет резервных защит ВЛ 220 кВ	110
9.4	Расчет основных защит ВЛ 220 кВ	115
9.5	Защита двухобмоточного трансформатора	117
9.6	Расчет параметров срабатывания защиты	117
9.7	Газовая защита трансформатора	124
9.8	Защита от перегрузки трансформатора	125
10	Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции	128
10.1	Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД	128
10.2	Простой срок окупаемости	130
10.3	Выводы	131
11	Безопасность и экологичность	132
11.1	Обеспечение безопасности при проведении ремонтных и монтажных работ на воздушных линиях электропередачи	132

11.2 Безопасность при ремонте и монтаже силового оборудования на ПС 220 кВ НПС-14	133
11.3 Экологичность	134
11.3.1 Защита от загрязнений трансформаторным маслом	134
11.4 Расчет маслоприемника	136
11.5 Чрезвычайные ситуации	140
11.5.1 Основные требования	140
Заключение	143
Библиографический список	144
Приложение А	148
Приложение Б	149
Приложение В	165
Приложение Г	183

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВН – высокое напряжение;
- ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МН – магистральный нефтепровод;
- МНА – магистральный насосный агрегат;
- МТ – магистральный трубопровод;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ПС – подстанция;
- ПС – подстанция;
- ПТЭЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- ВЛ – воздушная линия;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РД – руководящий документ;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- РЭ – руководство по эксплуатации;
- СИПР – схемы и программы развития электроэнергетических систем России;
- СКРМ – средства компенсации реактивной мощности;
- СН – среднее напряжение;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- ЧРП – частотно-регулируемый привод;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика играет ключевую роль в обеспечении устойчивого развития экономики и социальной сферы, особенно в регионах с экстремальными климатическими условиями, таких как Республика Саха (Якутия). Надежное электроснабжение нефтеперекачивающих станций (НПС) является критически важным для бесперебойной транспортировки углеводородов, что, в свою очередь, определяет стабильность работы нефтегазовой отрасли и энергобезопасность страны в целом.

Подстанции НПС-14, НПС-15 и НПС-16, расположенные в Якутии, входят в состав магистральных нефтепроводов, обеспечивающих транспортировку нефти в условиях Крайнего Севера. Однако существующая система внешнего электроснабжения этих объектов имеет ряд технических и эксплуатационных недостатков, связанных с устаревшим оборудованием, высокой степенью износа, а также сложными природно-климатическими факторами. Это приводит к снижению надежности энергоснабжения, увеличению риска аварийных отключений и, как следствие, к возможным остановкам перекачки нефти.

Актуальность темы настоящей работы обусловлена необходимостью модернизации системы внешнего электроснабжения подстанций НПС-14, НПС-15 и НПС-16 с целью повышения их надежности и бесперебойности работы. В условиях Якутии, где низкие температуры, вечная мерзлота и большие расстояния между энергообъектами усложняют эксплуатацию электросетей, особое значение приобретают вопросы оптимизации схем электроснабжения, внедрения современного оборудования и автоматизированных систем управления.

Целью данной работы является разработка проекта реконструкции системы внешнего электроснабжения подстанций НПС-14, НПС-15 и НПС-16 с учетом требований надежности, энергоэффективности и соответствия современным стандартам. Для достижения поставленной цели необходимо

решить следующие задачи:

1. Провести анализ существующей схемы э электрической сети в районе проектирования, выявить ее слабые места и причины ненадежной работы.
2. Разработать варианты модернизации системы внешнего электроснабжения с применением современных технических решений.
3. Оценить экономическую эффективность предлагаемых мероприятий и их влияние на повышение надежности энергоснабжения.

Практическая значимость работы заключается в том, что предлагаемые решения могут быть внедрены в эксплуатацию для повышения надежности энергоснабжения НПС, что снизит риски аварийных ситуаций и повысит эффективность работы нефтетранспортной системы.

Таким образом, данная работа направлена на решение важной задачи – обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения ключевых объектов нефтетранспортной инфраструктуры в Республике Саха (Якутия).

При выполнении исследования применялись следующие программные инструменты:

- Текстовый редактор Microsoft Word (оформление ВКР);
- Табличный процессор Microsoft Excel (анализ данных и расчеты);
- Графический редактор Microsoft Visio (разработка схем);
- Вычислительный комплекс Mathcad (математические расчеты);
- Специализированное ПО RastrWin 3 (моделирование, расчет и анализ режимов электрических сетей).

Графическая часть выполнена 6 листами формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования

В соответствии с темой ВКР, с целью проведения правильной реконструкции системы внешнего электроснабжения для подстанций 220 кВ НПС-14, НПС-15 и НПС-16, нужно рассмотреть климатические характеристики местности и районов, на которых будет проходить реконструкция. Реконструируемый участок сети расположен в Южной Якутии, на территории Нерюнгринского, Алданского и Олёкминского районов.

Территориальная местность Южной Якутии, на которой расположена реконструируемая сеть – богата преимущественно среднегорными и высокогорными ландшафтами с колебанием высот от 650 до 2420 метров над уровнем моря. Ещё одна из главных особенностей природного ландшафта – это многолетняя мерзлота, которая во многом определяет внутренний облик территории.

При более детальном рассмотрении местности расположения каждой подстанции и приходящим к ним ЛЭП, можно сказать, что вблизи ПС НПС-16 развиты якутские серые лугово-степные почвы, а отпайки ЛЭП, которые приходят к подстанции пересекают реку Амга, территории вблизи расположения ПС НПС-14 и НПС-15 богаты черноземно-луговыми почвами, а ЛЭП подходящие к ПС НПС-14 пересекают реку Лену, реку Олёкму и реку Чара.

Земли вблизи подстанций очень слабо заселены, ближайшая железная дорога и федеральная трасса проходят через города Нерюнгри и Алдан. А ближайший крупный населенный пункт – это город Олёкминск, находящийся достаточно недалеко от ПС НПС-14.

В рельефном отношении трасса от ПС НПС-14 до ПС НПС-16 проходит по всхолмленной местности с участками горных равнин.

Одной из важнейших климатических характеристик для выбора электрического оборудования при реконструкции является температура воздуха, для которой типично очень резкое различие в зимнее и летнее время года. Наиболее холодным месяцем является январь – средняя температура -40°C , минимальная температура опускается до -60°C . Наиболее тёплым является июль – средняя температура $+17^{\circ}\text{C}$, максимальная температура $+36^{\circ}\text{C}$.

Климат районов, важно знать для выбора материала опор и правильного расположения подстанций. Климат на юге Якутии умеренно континентальный. Зимой на большей части территории преобладают ветра южных, юго-западных и западных направлений, а летом наблюдаются преимущественно северные и северо-западные ветра. Скорость ветра зачастую 2-3 м/с, но также бывают и порывы до 15-20 м/с. В южной части Якутии довольно часто наблюдаются грозы, один из основных максимумов грозовой деятельности приходится на Алданское нагорье. Преимущественно наиболее активный сезон гроз начинается с начала марта по начало сентября.

Все климатические характеристики собраны в таблице 1 на основе [1].

Таблица 1 – Сводная таблица климатических характеристик Южной Якутии

Характеристики климата	Рассматриваемые величины
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Нормативное ветровое давление, м/с	17 м/с
Количество осадков в год, мм	270
Средняя температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-40
Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-60
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, $^{\circ}\text{C}$	-45
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-6
Наивысшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	+36
Количество грозовых часов в год	25-35
Высота снежного покрова, макс/средняя, см	35/25

1	2
Температура образования гололеда, °С	-10
Преобладающие направления ветров	СЗ и З
Длительность отопительного периода	9мес.(252дня)
Сейсмичность района, баллы	6
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом*м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом*м	64
Степень загрязнения атмосферы	I
Глубина таяния грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4

Анализ климатических и географических условий Южной Якутии показывает, что реконструкция системы внешнего электроснабжения подстанций 220 кВ НПС-14, НПС-15 и НПС-16 требует применения специализированного оборудования и технологий, способных выдерживать экстремальные температурные и ветровые нагрузки, а также обеспечивать надежность в условиях многолетней мерзлоты и высокого рельефа. Полученные данные будут использоваться при дальнейшем проектировании, в частности при выборе климатического исполнения оборудования.

1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района

Принятые к рассмотрению характеристики электрических сетей выявляют проблемные места и возможности развития существующих сетей в выбранной местности.

Характеристика электрической сети осуществляется в следующем порядке:

- Выбор рассматриваемого района электрической сети;
- Описание источников питания;
- Описание схем распределительных устройств подстанций, способа их подключения;
- Характеристика ЛЭП.

Примем в качестве рассматриваемого энергорайона часть сети, ограниченную Нерюнгринской ГРЭС и ПС 220 кВ Олёкминск, которая получает питание от Каскада Вилюйских ГЭС (1, 2) и от Светлинской ГЭС

На рисунке 1 в масштабе Масштабе 1:5500000 представлена карта схема выбранной электрической сети, на которой показан район электрической сети с расположением подстанций от ПС 220 кВ Олёкминск до НГРЭС, также на данном участке карты показана питание ПС 220 кВ Олёкминск линиями со стороны Вилюйских ГЭС.

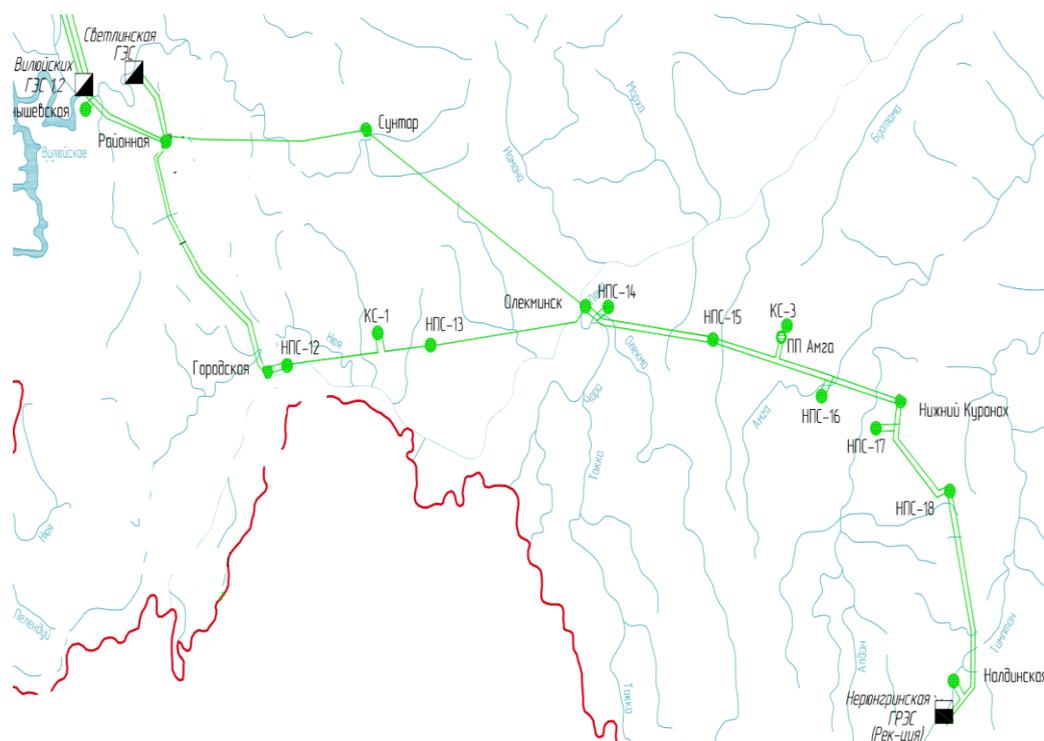


Рисунок 1 – Карта схемы электрической сети

Источниками питания выбранной электрической сети выступают Нерюнгринская ГРЭС, и ПС 220 кВ Олёкминск, которая получает питание от Каскада Вилюйских ГЭС (1, 2) и от Светлинской ГЭС со стороны Западной Якутии.

Нерюнгринская ГРЭС действует на территории пос. Серебряный Бор. Основной вид деятельности – производство электрической энергии, ее реализация населению и юридическим лицам.

Нерюнгринская ГРЭС – блочная ТЭС. Количество блоков – 3.
Установленная электрическая мощность НГРЭС составляет 570 МВт.

Основное оборудование станции [2]:

– Блок № 1 мощностью 210 МВт, включающий в себя паровую турбину К-210-130-3, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введён в эксплуатацию в 1982 году;

– Блок № 2 мощностью 180 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введён в эксплуатацию в 1984 году;

– Блок № 3 мощностью 180 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введён в эксплуатацию в 1985 году.

Схемы РУ 220, 110 кВ НГРЭС – две рабочие системы шин с обходной (13Н). Схема НГРЭС представлена на рисунке 2.

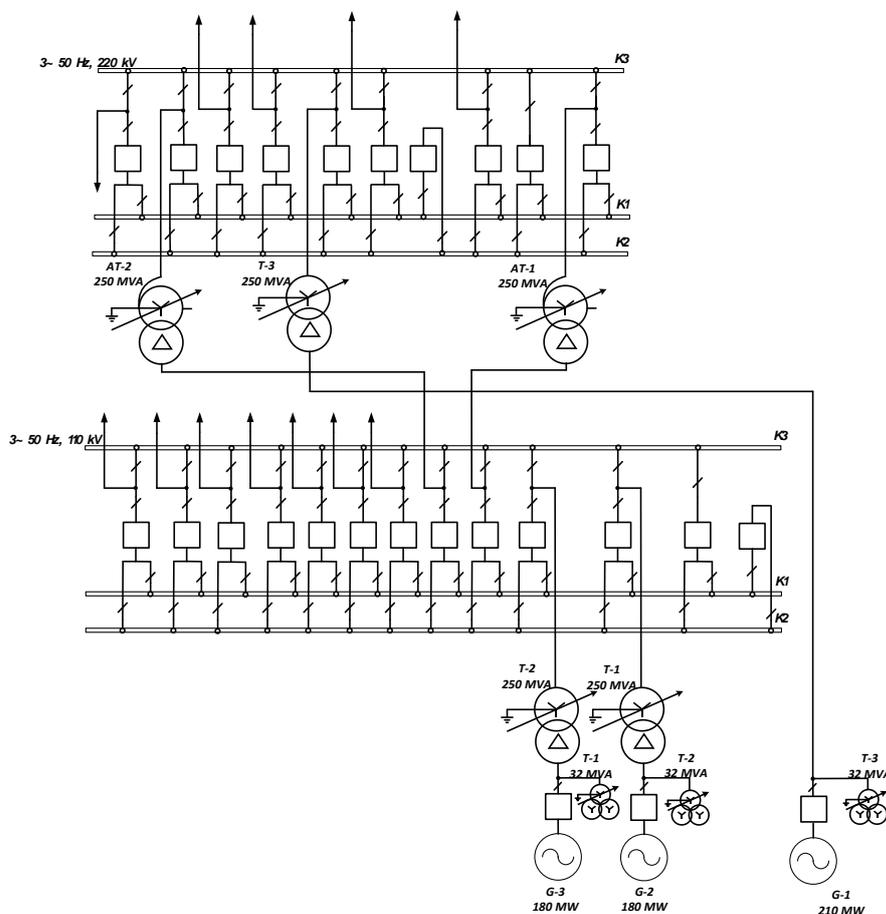


Рисунок 2 – Схема НГРЭС

ПС 220 кВ Олёкминск – узловая ПС, схема РУ 220 кВ – две рабочие системы шин с обходной (13Н). Схема РУ ПС 220 кВ Олёкминск представлена на рисунке 3.

На источниках питания выбранного участка сети в РУ установлены элегазовые выключатели.

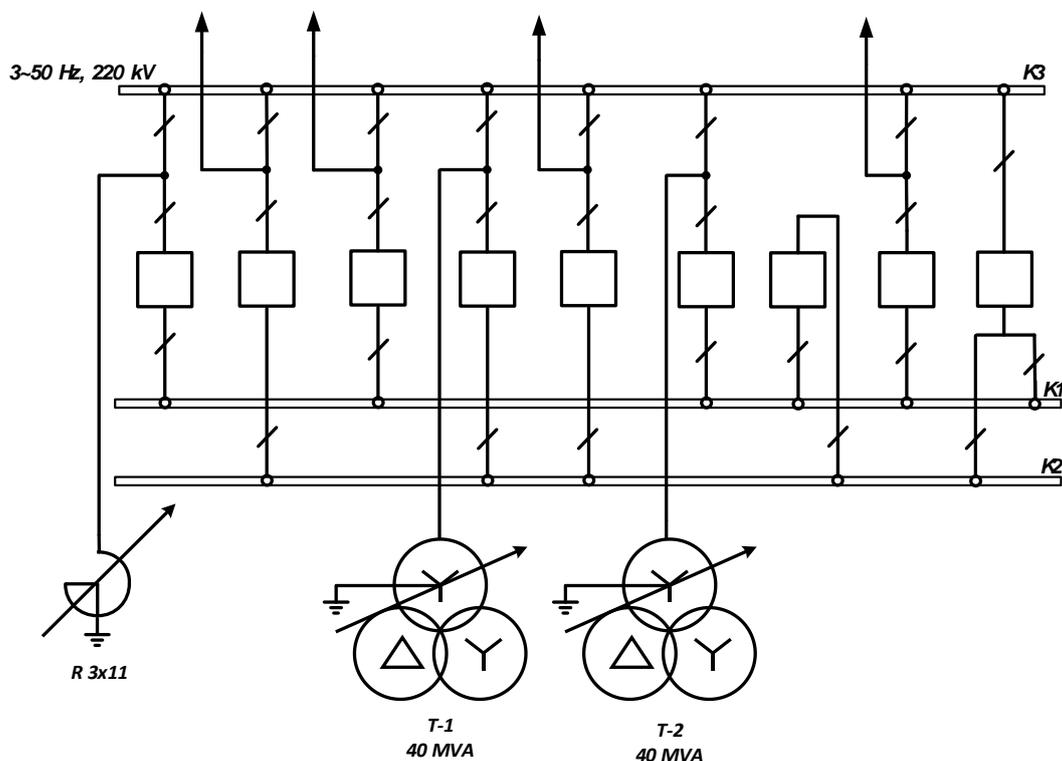


Рисунок 3 – Схема ОРУ ПС 220 кВ Олёкминск

Рассмотрев подробные однолинейные схемы источников питания выбранной сети, можно сказать, что на данный момент у НГРЭС и ПС 220 кВ Олёкминск присутствуют свободные ячейки для подключения новых ЛЭП в случае, если это необходимо при проведении реконструкции с целью повышения надежности.

Схему электрической сети в рассматриваемом районе можно охарактеризовать, как замкнутую, 2-х цепную магистральную с 2-х сторонним питанием, предназначенная для электроснабжения потребителей 1 и 2 категории, с повышенной пропускной способностью. ПС НПС-14, НПС-16, НПС-17 подключены отпайками, остальные подстанции являются проходными.

Далее в таблицах 2-5 проведен детальный анализ ЛЭП и подстанций:

Таблица 2 – Трансформаторное оборудование станций и ПС

Станция/ ПС	Установленная мощность трансформаторов, местонахождение
НГРЭС	570 МВт, 2хАТДЦТН-125000/220/110/35, пос. Серебряный Бор
ПС 220 кВ Нижний Куранах	2хАТДЦТН-63000/220/110/35, пгт. Нижний Куранах
ПС 220 кВ НПС-18	2хАТДЦТН-63000/220/110/10,
ПС 220 кВ Олёкминск	2хТРДН-40000/220/35/6, г. Олёкминск
ПС 220 кВ НПС-16, НПС-15	2хТРДН-40000/220/10
ПС 220 кВ НПС-17, НПС-14	2хТДТН-40000/220/10
ПС 220 кВ Налдинская	2хТДТН-63000/220/35/6

Таблица 3 – Структурный схем РУ ПС

ПС	Принципиальная схема РУ	Тип подключения к сети
1	2	3
ПС 220 кВ Нижний Куранах	№ 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
ПС 220 кВ Олёкминск	№ 13Н – Две рабочие и обходная системы шин	Узловая
ПС 220 кВ НПС-16	№ 5Н – Мостик с выключателями и в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Отпаечная
ПС 220 кВ НПС-15	№ 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
ПС 220 кВ НПС-14	№ 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Отпаечная
ПС 220 кВ НПС-18	№ 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
ПС 220 кВ НПС-17	№ 4Н – Два блока с выключателями и перемычкой со стороны линии	Отпаечная
ПС 220 кВ Налдинская	№ 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Транзитная

Таблица 4 – Линии электропередач, имеющие связь с энергосистемой

Электростанция/ ПС	ЛЭП, по которым осуществляется связь с энергосистемой
Нерюнгринская ГРЭС	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18
	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская
ПС 220 кВ Налдинская	ВЛ 220 кВ Налдинская –НПС-18
ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ Нижний Куранах	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17
	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17
	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16
	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16
ПС 220 кВ Олёкминск	ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14
	ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14

Таблица 5 – Анализ ЛЭП

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
ВЛ 220 кВ ГРЭС – НПС-18	220	АС-300/39	164,64
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Налдинская	220	АС-300/39	46,58
ВЛ 220 кВ Налдинская– НПС-18	220	АС-300/39	135,20
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	220	АС-300/39	120,67
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	220	АС-300/39	113,70
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	220	АС-240/32	262,60
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	220	АС-240/32	163,90
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	220	АС-240/32	112,17
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	220	АС-240/32	140,22
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск–НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	220	АС-240/32	140,10

1.3 Анализ существующих режимов

1.3.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

Для корректного анализа энергосистемы в районе реконструируемых объектов необходимо создать её эквивалент.

Эквивалент сети – это упрощённая модель энергосистемы, которая сохраняет основные характеристики и параметры системы, важные для анализа и расчётов.

Основные элементы эквивалента:

- Подстанции (ПС) 220 кВ: В эквивалент обязательно включаются ключевые подстанции, такие как ПС 220 кВ НПС-14-16.
- Смежные ЛЭП и ПС;
- Генерирующие объекты;
- Граничные объекты, как правило узловые подстанции и электростанции, которые оказывают влияние на режим работы системы.

Если узлы находятся далеко от рассматриваемых подстанций и слабо влияют на режим работы сети, их можно не включать в эквивалент. Это касается узлов на напряжении 110 кВ и ниже, если они не являются критическими для задачи. Сети напряжением 10 кВ и ниже также не учитываются в эквиваленте, так как они имеют локальное значение и не влияют на выполнение задач ВКР.

На основе вышеуказанного был выбран энергорайон, ограниченный Нерюнгринской ГРЭС и ПС 220 кВ Олекминск. Этот район включает ключевые генерирующие и распределительные объекты, которые оказывают значительное влияние на работу рассматриваемых НПС.

Для корректного задания перетоков мощности на граничных объектах смоделированы активная и реактивная мощности в виде нагрузок на основании данных [2].

Для наглядного представления эквивалента сети он был представлен в виде графа на рисунке 4. Этот граф отображает структуру и связи между основными элементами энергосистемы в масштабе 1:2000000.

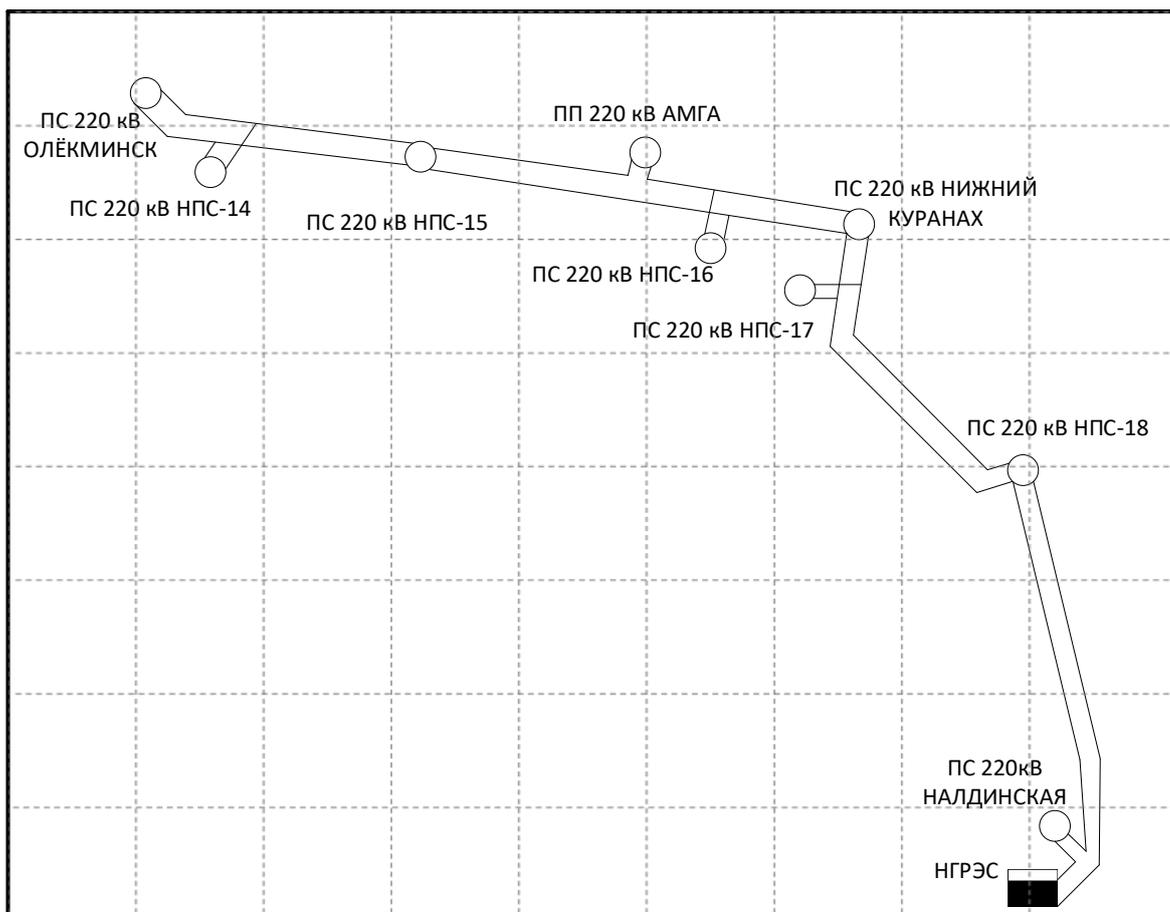


Рисунок 4 – Рассматриваемый эквивалент

Анализ существующих режимов в данном разделе проводился по результатам КЗ собранных в процессе прохождения производственной практики.

В качестве параметров нагрузок приняты результаты контрольных замеров. Параметры нагрузок сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Нагрузки в день КЗ

Рассматриваемый участок, шины 220 кВ	P, МВт	Q, Мвар
1	2	3
НГРЭС Блок 1	14,4	14,5
НГРЭС Блок 2	14,3	14,2
НГРЭС Блок 3	12,3	11,6
НПС-18	33,85	13,92
НПС-17	19	6,8
Нижний Куранах	73,70	43,49
НПС-16	29,17	9,00
ПП Амга с КС-3	1,33	0

1	2	3
НПС-15	34,00	9,83
НПС-14	22,5	15,5
Олёкминск	20,74	10,08
Налдинская	6,41	3,15

Выполним анализ напряжения в день контрольных замеров. Сведения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Напряжения на секциях шин 220 кВ в день КЗ.

Объект	U_{max}	U_{cp}	U_{min}	$\Delta U_{cp\%}$	$\Delta U_{max\%}$	$\Delta U_{min\%}$
НГРЭС	246,2	243	241,1	10,4	11,9	9,6
НПС-18	245,1	243	242,2	10,4	11,4	10,1
НПС-17	246,4	243	241,9	10,4	12	9,9
Н. Куранах	243,6	240	238,6	9,0	10,7	8,5
НПС-16	247,3	243	242,1	10,4	12,4	10
НПС-15	245,6	242	240,8	10	11,6	9,5
ПП Амга	248,8	245	243,3	11,3	13,1	10,6
НПС-14	244,4	242	240,3	10	11,1	9,2
Олёкминск	242,7	241	239,2	9,5	10,3	8,7
Налдинская	247,3	245	242,8	11,3	12,6	10,3

Проведя анализ напряжения на подстанциях в день КЗ, можно сделать вывод о том, что отклонение напряжения находится в допустимых пределах.

Токовая нагрузка ЛЭП приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Ток в день КЗ	Нагрузочная плотность тока, А/мм ²	ДДТН, А	Загрузка, %
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18	57	0,192	710	8,0%
ВЛ 220 кВ Налдинская – НПС-18	8,4	0,028	710	1,2%
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Налдинская	80	0,267	710	11,3%

ВЛ 220 кВ Налдинская – НПС-18	8,4	0,028	710	1,2%
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	64	0,213	710	9,0%
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	56	0,187	710	7,9%
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	101	0,42	605	16,7%
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга– НПС-15 с отпайкой на НПС-16	105	0,437	605	17,4%
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	249	1,03	605	41,2%
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	230	0,96	605	38,0%

В ходе проведенного анализа токовой загрузки ЛЭП видно, что токовая нагрузка ЛЭП, идущих со стороны НГРЭС очень мала и не превышает 38 %, что говорит о неэффективной работе ЛЭП.

1.4 Краткая характеристика технологического процесса перекачки нефти и основных электроприемников

Краткая характеристика процесса работы НПС и основных приемников электроэнергии нужна для правильного выбора энергетического оборудования на подстанциях.

Нефтеперекачивающая станция (НПС) представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема, накопления и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. НПС представляет собой сложную систему модулей, основным технологическим оборудованием на станции является: резервуарный парк, узел фильтров-грязеуловителей, магистральная насосная, подпорная насосная, здание ЧРП, регуляторы давления и камеры спуска и приёма средств очистки и диагностики. Принцип работы нефтеперекачивающая станции: главными приёмниками электрической энергии на НПС являются магистральные насосные агрегаты, все остальные здания обеспечивают правильную и непрерывную работу насосов.

К каждому насосу прилагается мощный асинхронный двигатель.

С помощью этих двигателей регулируется работа насосов, а соответственно и скорость перекачки нефти по трубе от одной НПС к другой. Работа этих двигателей регулируется напрямую из здания ЧРП, с помощью частотного регулируемого привода (ЧРП) можно: проводить плавный пуск электродвигателей, повышать частоту с 50 до 100 Гц управляя работой насосов, уменьшить потребление электроэнергии примерно на (30-65%), обеспечить стабильное давление в трубопроводе в режиме переменных нагрузок. На НПС также предусмотрены резервные источники энергии: дизельные электростанции для автономного электроснабжения собственных нужд станции и аккумуляторные батареи, которые обеспечивают автономное питание для средств РЗА, находящихся на территории станции.

Подводя итог можно сказать, что нефтеперекачивающие станции являются потребителями первой категории и имеют жёсткие требования к перерывам в электроснабжении, а также требования к релейной защите и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях.

1.5 Обоснование целесообразности реконструкции системы внешнего электроснабжения

В данном разделе необходимо проанализировать существующую схему внешнего электроснабжения с учетом информации из предыдущих разделов. Схема присоединения ПС 220 кВ НПС-14, 15, 16 показана на рисунке 5.

1) Общие недостатки в системе внешнего электроснабжения ПС 220 кВ НПС-14-16

Исходя из схемы можно сделать следующие выводы: присоединение подстанций НПС-14 и НПС-16 отпайками не соответствует современным требованиям по проектирования развития энергосистем, и допускается лишь в крайних случаях, например, в условиях плотной застройки, и при отсутствии дополнительной резервной ячейки на закрытых РУ [3].

На схемах РУ 220 кВ ПС НПС-14, 15, 16 трансформаторы напряжения (ТН) подключены «наглухо» к шинам без разъединителя трансформатора напряжения

(РТН) с заземляющими ножами (ЗН РТН). Так же на некоторых НПС не установлены ОПН на шинах.

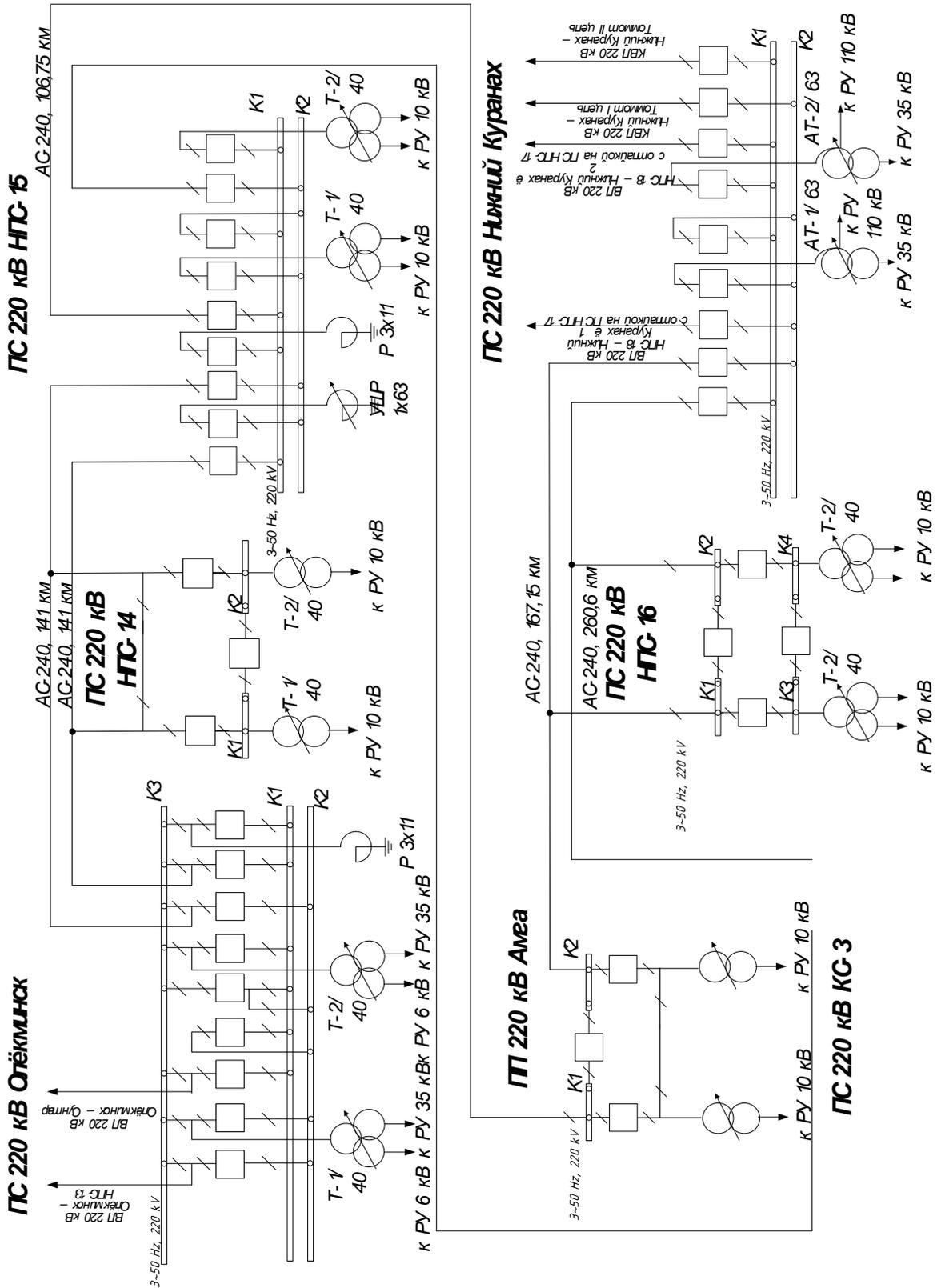


Рисунок 5 – Схема присоединения НПС-14, 15, 16

2) Недостатки ПС 220 кВ НПС-14

В настоящий момент ПС 220 кВ НПС-14 является отпаечной подстанцией, и использование существующей схемы распределительного устройства (РУ) 220 кВ № 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», не соответствует требованиям нормативных документов, таких как [4]. Это связано с тем, что данная схема изначально разработана для транзитных подстанций, где основной задачей является обеспечение надежного транзита электроэнергии.

Схема 220 кВ № 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» предназначена для обеспечения приоритетного сохранения транзита мощности в аварийных режимах. Однако при применении этой схемы на отпаечной подстанции, такой как ПС 220 кВ НПС-14, надежность питания потребителей значительно снижается. Это связано с тем, что в случае аварийных ситуаций на транзитных участках сети, надежность электроснабжения отпаечных потребителей оказывается под угрозой из-за перераспределения нагрузки и возможных нарушений в работе оборудования. Так же ПС 220 кВ НПС-14 имеет ненадежную схему работы с раздельной работой секций шин 220 кВ в нормальной схеме при выключенном СВ 220 кВ. Эта схема, несмотря на свою функциональность в транзитных условиях, не обеспечивает достаточного уровня надежности для отпаечной подстанции, что может привести к негативным последствиям для потребителей и стабильности работы всей энергосистемы.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей НПС-14 необходимо рассмотреть возможность пересмотра существующей схемы и внедрения альтернативных решений, которые будут соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать более высокий уровень надежности в условиях отпаечной подстанции.

3) Недостатки ПС 220 кВ НПС-15

Существующая схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15 № 220-9 «Одна рабочая секционированная СШ» – недостаточно надежна для данной узловой

ПС: при отключении при КЗ или ремонте одной из двух секций половина присоединений (ЛЭП, Т, УШР, Р) будет так же отключена, что значительно ослабит надежность как потребителей НПС-15, так и смежных энергообъектов и транзита в целом. Так же данная схема не оптимальна с точки зрения управления режимами при регулировании напряжения: при отключении 1-С-220 установленный УШР 220 кВ также будет отключен, а перевод на иную секцию шин будет невозможен.

ПС 220 кВ НПС-15 введена в эксплуатацию в 2014 году.

4) Недостатки ПС 220 кВ НПС-16

При имеющейся на данный момент на ПС 220 кВ НПС-16 надежной и современной схеме ОРУ 220 кВ № 7 «четырёхугольник», два выключателя – СВ 220 РП и СВ 220 в нормальной схеме отключены, что не позволяет использовать все эксплуатационные преимущества «четырёхугольника», при такой ситуации «четырёхугольник» работает как схема «два блока с автоматизированными ремонтными перемычками», что приводит к значительному снижению надежности электроснабжения.

Также на ПС 220 кВ НПС-16 ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 не оснащена оборудованием ВЧ-связи, таким как ВЧ-заградитель, конденсатор связи (КС), фильтр присоединения (ФП), при этом данное оборудование установлено на другой линии – ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16.

ПС 220 кВ НПС-16 введена в эксплуатацию в 2012 году.

5) Выводы

Исходя из вышеизложенного в схеме внешнего электроснабжения рассматриваемых НПС-14, 15, 16 имеются недостатки, требуемые устранения для повышения надёжности. Для этого далее в работе будут рассмотрены соответствующие мероприятия.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет и анализ электрических нагрузок проводится с целью проведения прогноза надежности, экономических показателей и правильности выбора оборудования. Является одним из важнейших факторов при проектировании объектов энергетики.

Данные для прогнозирования получают 2 раза в год в виде контрольных замеров летнего и зимнего.

Максимальные мощности приняты по значениям летних и зимних контрольных замеров, снятых 19.06.2024 и 18.12.2024.

Результаты контрольных замеров были получены в процессе прохождения производственной практики.

Максимальная мощность – представляет собой среднюю мощность в период часового максимума нагрузки энергосистемы, определяется для выбора оборудования.

Средняя мощность – мощность служащая для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления объекта.

Средняя активная мощность рассчитывается по формуле:

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

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

Вероятностные максимумы и минимумы находятся с помощью коэффициента Стьюдента:

$$P_{max} = P_{cp} (1 + t_{\beta} \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (3)$$

$$P_{min} = P_{cp} (1 - t_{\beta} \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (4)$$

Для реактивной мощности расчет выполняется аналогично.

Рассчитаем нагрузки в Microsoft Excel. Результаты представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок.

Название объекта	P_{cp} , МВт	Q_{cp} , Мвар	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	$P_{эф}$, МВт	$Q_{эф}$, Мвар	P_{min} , МВт	Q_{min} , Мвар
НГРЭС Блок 1	14,4	14,5	17,7	17,8	17,0	17,1	12,6	12,7
НГРЭС Блок 2	14,3	14,2	17,5	17,4	16,9	16,8	12,5	12,4
НГРЭС Блок 3	12,3	11,6	15,1	14,2	14,5	13,7	10,8	10,2
НПС-18	33,9	13,9	41,6	17,1	40,1	16,4	29,7	12,2
НПС-17	19	6,8	23,3	8,3	22,5	8,0	16,6	6,0
Н. Куранах 220 кВ	73,7	43,5	90,4	53,4	87,1	51,4	64,6	38,1
НПС-16	29,2	9	35,8	11,0	34,5	10,6	25,6	7,9
Амга	1,3	0	1,6	0,0	1,5	0,0	1,2	0,0
НПС-15	34	9,8	41,7	12,0	40,2	11,6	29,8	8,6
НПС-14	23,5	8,2	27,0	9,8	25,9	9,4	19,7	7,2
Олёкминск	20,7	10,1	25,4	12,4	24,5	11,9	18,2	8,8
Налдинская	6,4	3,2	7,9	3,9	7,6	3,8	5,6	2,8

Информация о перспективе развития электрических нагрузок на ближайшие 5 лет отсутствует. Известны только контрольные замеры за 2024 год. В связи с этим определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов, используя среднегодовой рост мощности для Республики Саха (Якутия) согласно СиПР ЭЭС [5] (для реактивной мощности формула идентичная):

$$P_{max}^{прог} = P_{max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (5)$$

$$Q_{max}^{прог} = Q_{max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (6)$$

где $P_{max}^{баз}$ – базовая заданная мощность;

$Q_{\max}^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки, равен 0,049 ;

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется нагрузка 2030;

$t_{\text{баз}}$ – год снятия контрольных замеров 2024.

Принимает разницу $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$ равным 6, поскольку контрольные замеры выполнены в 2024 году, а 2030 – последний год прогнозного периода.

При прогнозировании не рассчитывались нагрузки НПС, ПП 220 кВ Амга и СН НГНЭС из-за особенностей технологического процесса данных объектов.

Прогнозные величины потребления на 2030 год представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозные величины потребления

Название объекта	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	P_{min} , МВт	Q_{min} , Мвар
Н. Куранах шины 220 кВ	98,2	58,0	120,5	71,2	116,1	68,5	86,1	50,8
Олёкминск	27,6	13,5	33,8	16,5	32,6	15,9	24,3	11,7
Налдинская	8,5	4,3	10,5	5,2	10,1	5,1	7,5	3,7

Проведенные расчеты прогнозных величин потребления энергосистемы на 2030 год нужны для планирования реконструкции сети, в том числе для определения мощности и структуры генерирующих мощностей, напряжения и схемы электрических сетей, их основного оборудования и расчётов режимов работы.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

3.1 Разработка вариантов реконструкции сети и однолинейных схем НПС

В данном разделе ВКР будут рассмотрены и разработаны меры по повышению надежности внешнего электроснабжения НПС с учетом решения проблем, выявленных в разделе 1.5, где подробно проанализированы текущие недостатки и уязвимости существующей системы электроснабжения.

Цель раздела – предложить эффективные технические решения, которые минимизируют риски сбоев и обеспечат надежную схему электроснабжения работу НПС. Для достижения этой цели будут рассмотрены различные технические варианты реконструкции.

При выборе схем распределительных устройств будем использовать стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» [4], а также ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению» [6].

3.1.1 Разработка мероприятий повышению надежности на ПС 220 кВ НПС-14

Для повышения надежности ПС 220 кВ НПС-14 существуют различные технические способы, в данном разделе необходимо разработать несколько вариантов и далее выбрать оптимальный.

Для ПС 220 кВ НПС-14 приняты к рассмотрению 3 варианта реконструкции:

1. Вариант № 1: включение ПС в транзит посредством сооружения на ПС 220 кВ НПС-14 заходов от существующей ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, с образованием двух ЛЭП, а именно

ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-14 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – НПС-14 (рисунок 6).

Для обеспечения надежности транзита также предусмотрим изменение схемы ПС 220 кВ НПС-14 на типовую № 220-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» так как данная схема позволит сохранить транзит и его надежность при отключении трансформаторов, отключение которых происходит реже чем отключения ЛЭП.

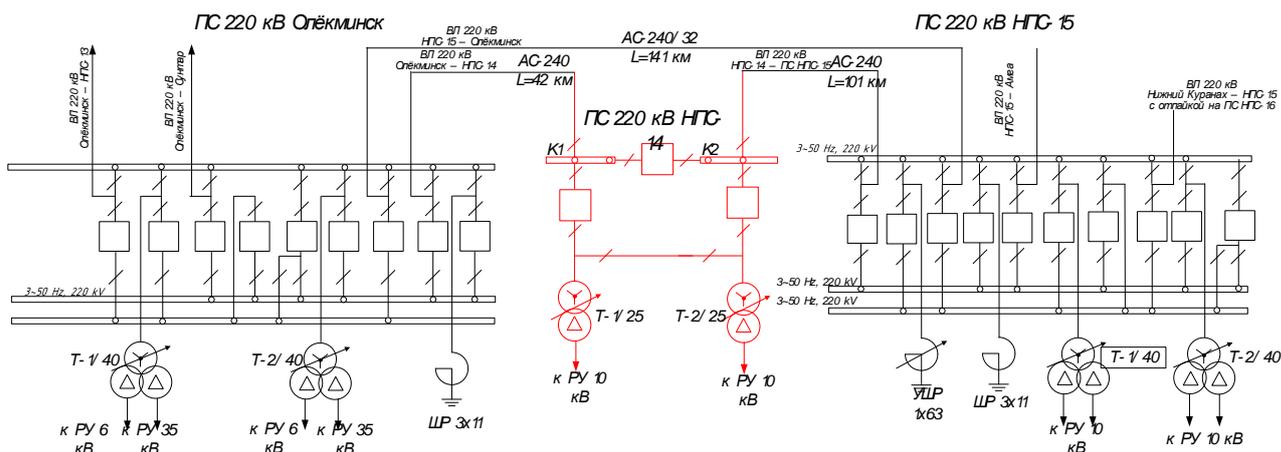


Рисунок 6 – Схема подключения НПС-14 для 1 варианта

2. Вариант № 2: аналогичен первому, но включение ПС 220 кВ НПС-14 в транзит осуществляется посредством сооружения заходов от другой параллельной ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, с образованием двух ЛЭП, а именно ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-14 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – НПС-14 (рисунок 7).

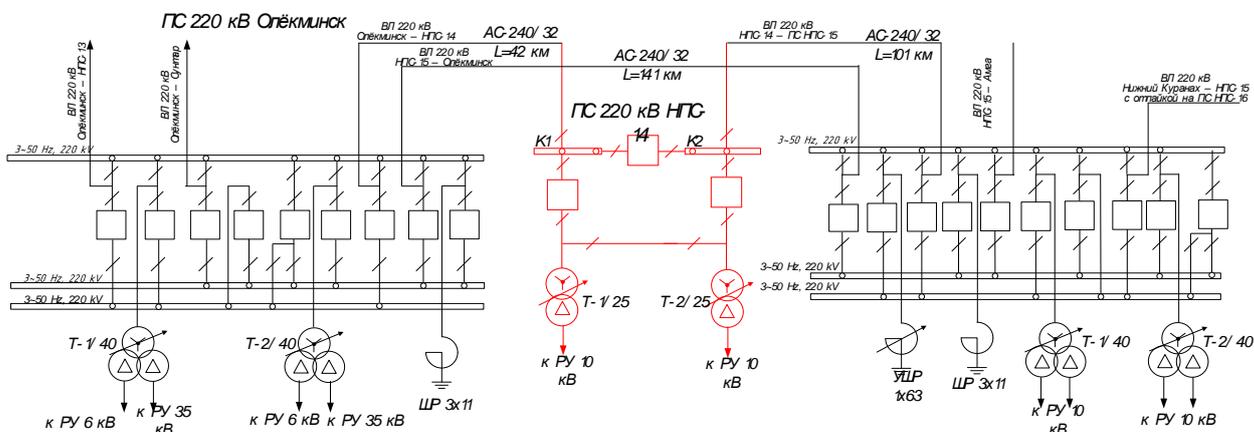


Рисунок 7 – Схема подключения НПС-14 для 2 варианта

Так как 1 и 2 варианты практически идентичны, то в случае принятия решения об их дальнейшем использовании приоритет будет отдаваться варианту, для которого надежность будет выше, перетоки по транзиту будут более равномерными, а потери меньше, как в нормальной, так и в послеаварийных режимах.

Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-14 для 1 и 2 вариантов показана на рисунке 8.

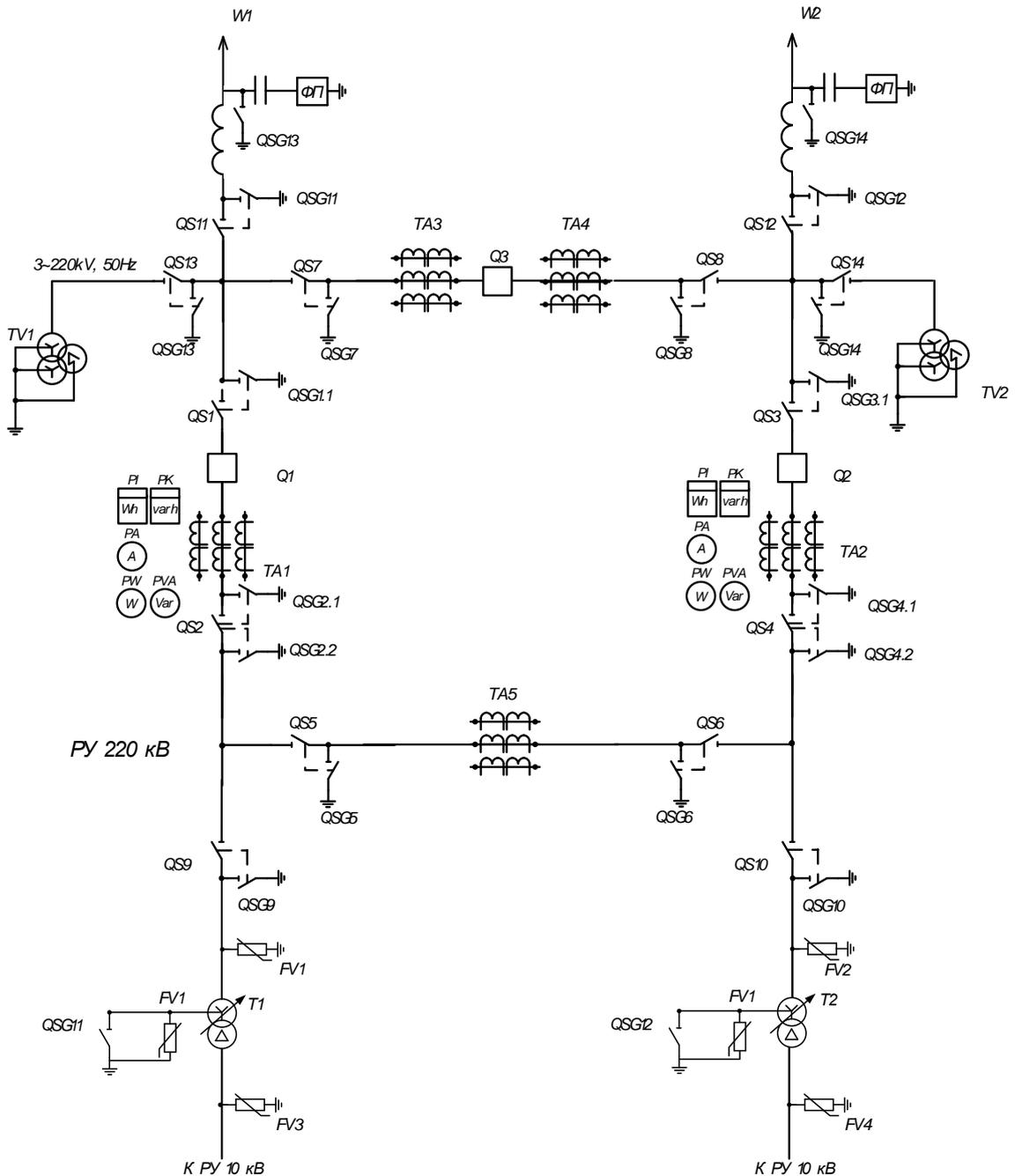


Рисунок 8 – Схема ОРУ ПС 220 кВ НПС-14 для 1 и 2 варианта

3. Вариант № 3: существующее на данный подключение ПС 220 кВ НПС-14 отпайками остается неизменным, при этом применяется типовая «Два блока трансформатор-линия с автоматизированной ремонтной перемычкой», применяемая, как правило для электроснабжения промышленных потребителей [7]. Данная схема обеспечивает более высокую надежность за счет применения АВР на СВ. Автоматизированная ремонтная перемычка позволяет быстро переключать нагрузку с одной линии на другую в случае отказа или ремонта одной из них. Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-14 и схема подключения для 3 варианта показана на рисунках 9-10.

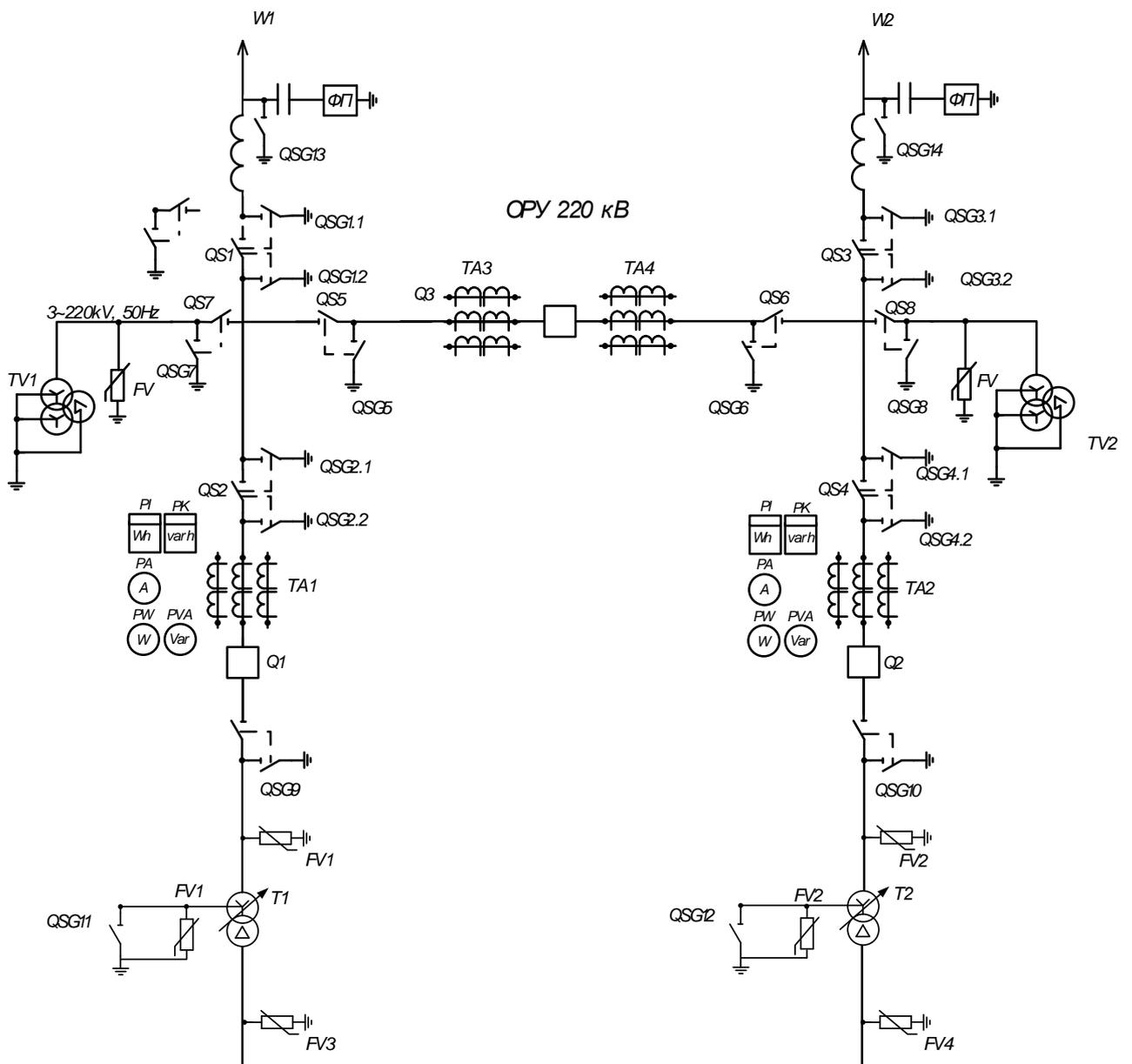


Рисунок 9 – Схема РУ ПС 220 кВ НПС-14 для 3 варианта

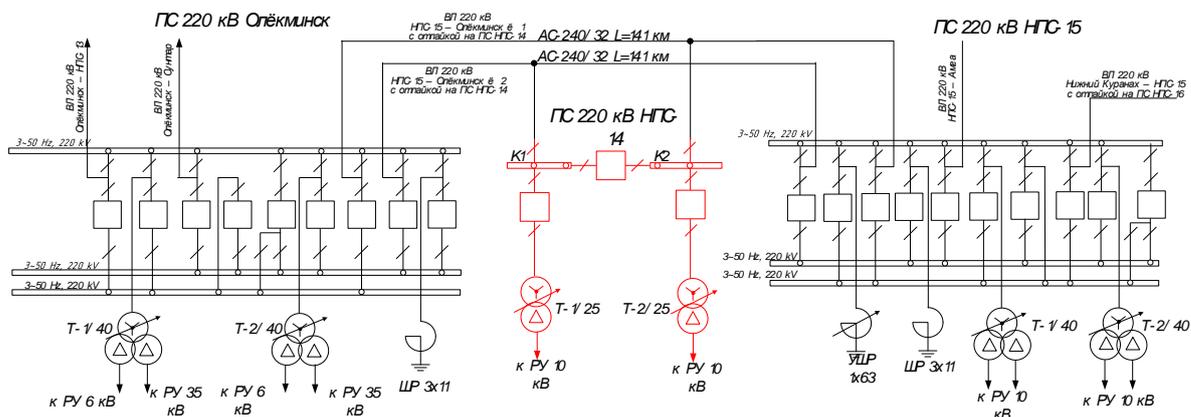


Рисунок 10 – Схема подключения НПС-14 3 варианта

3.1.2 Разработка мероприятий повышению надежности на ПС 220 кВ НПС-15

На ПС 220 кВ НПС-15 принята нетиповая схема 220-9 «Одна рабочая секционированная СШ», со снижающая надежность. Для устранения недостатков существующей схемы необходимо ее усилить добавлением обходной системы шин и, соответственно, обходного выключателя 220 кВ, с образованием схемы РУ № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Основные преимущества данной схемы:

- Повышенная надежность;
- Возможность вывода в ремонт любого выключателя без отключения присоединений (через обходную систему);
- Секционирование рабочей системы шин снижает масштаб потенциальных аварий.
- Возможность переключения присоединений на обходную систему при ремонтах или авариях;
- Обходная система позволяет обслуживать выключатели без перерыва электроснабжения.
- Упрощение оперативных переключений.

Схема после реконструкции показана на рисунке 11.

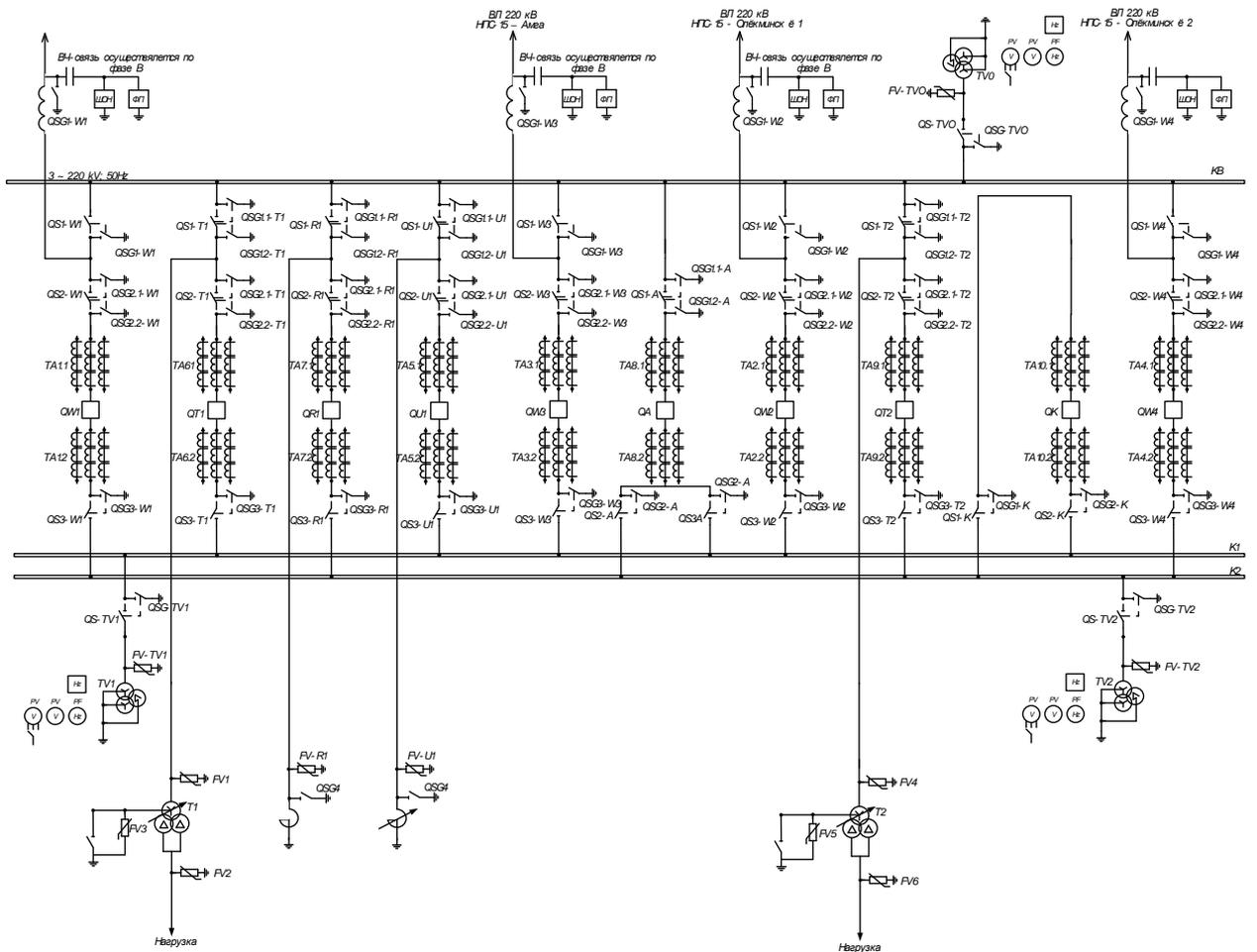


Рисунок 11 – Схема ОРУ ПС 220 кВ НПС-15 после реконструкции

3.1.3 Разработка мероприятий повышению надежности на ПС 220 кВ НПС-16

Существующая схема ПС 220 кВ НПС-16 № 220-7 «Четырехугольник» оставим без изменений, т.к. эта схема более чем надежна, при отключении любого из 4 присоединений, оставшиеся остаются в работе. Далее в ВКР будут рассмотрены вопросы по оперативному управлению и корректировке нормальных положений выключателей.

Для обеспечения ВЧ-связи на ПС 220 кВ НПС-16 предусматривается к установке на ВЛ 220 кВ Нижний Кураны – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 оборудование ВЧ-связи, таким как ВЧ-заградитель, конденсатор связи (КС), фильтр присоединения (ФП). Так же для Предусматривается ОПН на шинах ПС.

На рисунке 12 показана схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-16.

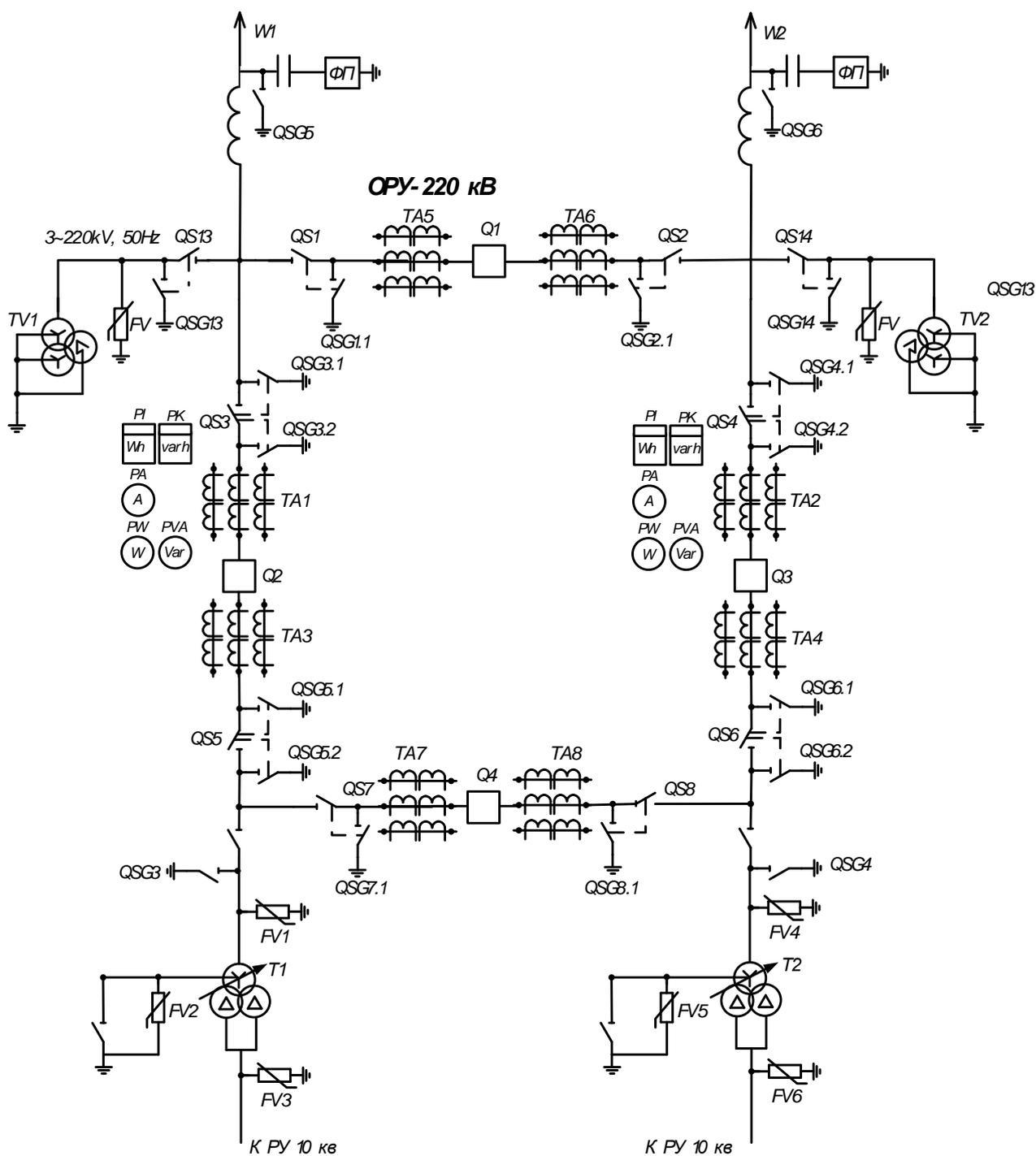


Рисунок 12 – Схема ОРУ ПС 220 кВ НПС-16 после реконструкции

3.1.4 Общие решения

В дополнение к вышеуказанному на всех НПС будут предусмотрены в цепях подключения ТН разъединители трансформатора напряжения (РТН) с заземляющими ножами (ЗН РТН), в связи с тем, что во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом,

обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов [6] в каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение, для вывода в ремонт.

Более подробно данные решения будут рассмотрены в последующих разделах настоящей ВКР.

3.2 Проверка целесообразности компенсации реактивной мощности

В данном разделе необходимо провести оценку необходимости компенсации реактивной мощности.

В соответствии с приказом [8], предельное значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_{пред}$ для ПС 220 кВ НПС 14, 15, 16 принимаем равным 0,4:

$$tg\varphi_{пред} = 0,4.$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется:

$$Q_{КУ} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{факт} - tg\varphi_{пред}), \quad (7)$$

Существующий $tg\varphi_{факт}$ рассчитаем исходя из данных КЗ:

$$tg\varphi_{факт} = \frac{Q_H}{P_H} \quad (8)$$

Для НПС-14:

$$tg\varphi_{факт} = \frac{8,24}{23,5} = 0,35$$

Так как $tg\varphi_{факт} < tg\varphi_{пред}$ установка КУ не требуется.

Рассчитанные показатели для всех рассматриваемых НПС сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет СКРМ

ПС	$tg\varphi_{факт}$	$Q_{ку}$
НПС-14	0,35	не требуется
НПС-15	0,29	не требуется
НПС-16	0,31	не требуется

Таким образом установка СКРМ не требуется на всех рассматриваемых НПС.

3.3 Проверка целесообразности замены силовых трансформаторов

В данном разделе необходимо провести оценку загрузки трансформаторов.

На НПС-14-16 установлены трансформаторы, срок службы которых не превышает 16 лет. Это означает, что нормативный срок службы трансформаторов еще не отработан, и они находятся в пределах гарантийного периода. Для проверки трансформаторов на перегрузку выполняется расчет полной мощности нагрузки:

$$S_n = \sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}, \quad (9)$$

Так как установка СКРМ не требуется:

$$Q_{неск} = Q_{ср}, \quad (10)$$

Для НПС-14:

$$S_n = \sqrt{23,5^2 + 8,24^2} = 24,9 \text{ МВА},$$

$$S_p = \frac{S_n}{n \cdot K_{отт}}, \quad (11)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора;

P_{cp} – средняя активная мощность;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, принимается равным двум;

$K_{опт} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Для НПС-14:

$$S_p = \frac{24,9}{2 \cdot 0,7} = 17,79 \text{ МВА}$$

Согласно [3] для проектируемых трансформаторов перегрузка должна оцениваться в соответствии с приложением к [9]. Мощность установленных трансформаторов – 40 МВА.

Рассчитаем оценку загрузки для нормального режима и для режима с отключением одного трансформатора:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_{зн} = \frac{S_n}{n \cdot S_{тр.ном}}, \quad (12)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{з.па} = \frac{S_n}{S_{тр.ном}}, \quad (13)$$

Результаты сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет трансформаторов

ПС	P_{cp} , МВт	Q_{cp} , Мвар	S_n , МВА	S_p	$S_{тр.ном}$	$K_{зн}$	$K_{з.па}$
НПС-14	23,50	8,24	24,90	17,79	40	0,31	0,62
НПС-15	34,00	9,83	35,39	25,28	40	0,44	0,88
НПС-16	29,17	9,00	30,53	21,80	40	0,38	0,76

По результатам расчетов выявлено, что трансформаторы на НПС-14 недогружены, требуется замена на трансформатор с меньшей мощностью, ближайшие из стандартных значений – 25 и 16 МВА, результаты расчета загрузки Т с учетом данных мощностей приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет трансформатора ПС 220 кВ НПС-14

ПС	S_n , МВА	$S_{тр.ном}$	$K_{зн}$	$K_{з.па}$
НПС-14	24,9	25	0,50	1,00
		16	0,78	1,56

Так как оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы составляет от 0,5 до 0,75 в послеаварийном режиме от 1 до 1,5, к установке взамен существующих трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-14 целесообразнее принять два трансформатора мощностью по 25 МВА каждый.

Однако следует сказать, что установленные трансформаторы по 40 МВА каждый, являются относительно новым оборудованием, которое не выработало свой нормативный срок службы. Кроме того, трансформаторы 40 МВА предоставляют резерв мощности, для подключения новых потребителей, при развитии региона и передаче ПС НПС-14 в пользование ФСК. Также стоит добавить, что трансформаторы ТДН-25000/220/10 УХЛ1 по РФ выпускаются в крайне ограниченном количестве, а их производство не является серийным.

Как итог целесообразнее и экономически рациональнее будет оставить трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый.

3.4 Сравнение вариантов

В данном разделе необходимо сопоставить и консолидировать варианты реконструкции для всех рассматриваемых НПС.

Итоговые варианты соответствуют вариантам № 1-3 по НПС-14 с добавлением объема реконструкции по ПС 220 кВ НПС-15.

В таблице 14 приведены показатели вновь сооружаемых, а также демонтируемых объектов.

Таблица 14 – Сравнение вариантов

№ варианта	ЛЛЭП, м	N _{выкл} , шт.	N _{трансф} , шт.
Новое строительство			
1	1000	4 (3+1)	0
2	1000	4 (3+1)	0
3	0	4 (3+1)	0
Демонтаж			
1	1000	3	0
2	1000	3	0
3	0	3	0

При составлении таблицы 14 учтены сооружения заходов на НПС-14 суммарной длиной 1000 м, демонтаж части существующих ЛЭП, установку нового обходного выключателя на НПС-15 (1 шт.), установку ОРУ на ПС 220 кВ НПС-14.

Предварительно, исходя из полученных данных вариант № 3 является наиболее оптимальным с точки зрения затрат, однако подробный экономический расчет будет представлен в следующем разделе.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе проводится технико-экономическое сравнение вариантов, предложенных в предыдущем разделе. Для того, чтобы определить наиболее выгодный из них.

Для двух вариантов рассчитаем минимум приведенных статистических затрат:

$$Z = E \cdot K + I + Y, \quad (14)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

I – эксплуатационные издержки, руб./год;

Y – ущерб от недоотпуска электроэнергии.

4.1 Расчёт капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{Л} + K_{дем} \quad (15)$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{пост} + K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}), \quad (16)$$

где $K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{Л} = K_0 \cdot l_{ЛР}, \quad (17)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям [10], с учетом коэффициента инфляции [11].

Для расчёта капиталовложений в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции. Цены на линию будут зависеть от сечения проводов и от числа цепей.

4.2 Расчёт потерь электроэнергии

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- Издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- Издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- Стоимость потерь электроэнергии ($I_{ΔW}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (18)$$

где $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию [10].

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (19)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (20)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь составляет 2800 руб·МВт/ч.

Расчет потерь выполним в ПК RasrtWin3.

Капитальные вложения определяются по укрупненным стоимостным показателям.

4.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [10]:

$$I = I_{AM} + I_{\text{Э}} + I_{\Delta W}, \quad (21)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{\text{Э}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

ΔW – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [10]:

$$I_{\text{Э}} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (22)$$

где $\alpha_{ВЛ}$, $\alpha_{ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{ВЛ} = 0,008$; $\alpha_{ПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$

лет), [10]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} + K_{ТР} \cdot \alpha_{ТР} + K_B \cdot \alpha_B, \quad (23)$$

Подробный расчёт приведён в приложении В.

Результаты расчетов капитальных затрат и издержек приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Техничко-экономические показатели

Показатель	1, 2 Вариант	3 Вариант
Капитальные вложения, тыс. руб.	1 240 406	1 225 676
Издержки, тыс. руб.	72 893	72 037

4.4 Анализ надежности вариантов

Под надежностью электроснабжения понимается комплексное свойство электротехнической установки, участка электрической сети и энергосистемы в целом обеспечивать в нормальных условиях эксплуатации бесперебойное электроснабжение с заданными параметрами качества и в требуемом объеме

В этом разделе мы проведем расчет показателей надежности аналитическим способом и оценим экономический ущерб для различных вариантов, чтобы выбрать наилучший.

Для каждого компонента расчетной схемы на основе справочной информации или данных эксплуатации вычисляются следующие характеристики надежности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

На основе расчетной схемы разрабатывается эквивалентная схема замещения. В этой схеме каждый потенциально отказывающий элемент представляется прямоугольником. Прямоугольники соединяются

последовательно для не резервируемых участков схем, и параллельно для резервированных участков. Последовательно соединенные элементы на схеме замещения объединяются в один эквивалентный элемент, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;
- время безотказной работы $t_{без}$, лет;
- время восстановления t_B , час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Г, по алгоритму, изложенному в [12]:

Определение вероятности отказа элемента определяется по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_B}{T_G} \quad (24)$$

где $T_G = 8760$ ч.

Вероятность безотказной работы определяется как:

$$p = 1 - q \quad (25)$$

В частности, для ЛЭП формула будет иметь вид:

$$q = \frac{\omega \cdot t_6}{T_G} \cdot l \quad (26)$$

где l – длина линии, км.

Вероятность отказа элементов:

$$q_P = \sum_{i=1}^n q_{Pi} \quad (27)$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов, с учетом преднамеренных отключений:

$$\omega_P = \sum_{i=1}^n \omega_{Pi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (q_{Pi} + q_{np.нб}) \quad (28)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_P = K_{П.С} = \prod_{i=1}^n q_{Pi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} q_{Pnp} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n q_{Pi}, \quad (29)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{np} = 1 - e^{\frac{-T_{Bnp.нб}}{t_{Bp}}} \quad (30)$$

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, экономическая величина. Применяется при подсчете договорных неустоек, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [12].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле [11]:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр} \quad (31)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении;

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт. Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (32)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони [2].

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [11]:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (33)$$

где T_{cp} – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт*ч.

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P_{деф.р} \cdot q_P(P_{деф.р}) \cdot T_{Г} \quad (34)$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$Y = Y_0 \cdot W_{нед}, \quad (35)$$

где Y_0 – цена одного МВт·ч электроэнергии.

В 1, 2 варианте рассмотрим полный отказ в схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов». Схемы замещения представлены на рисунках 13-14:

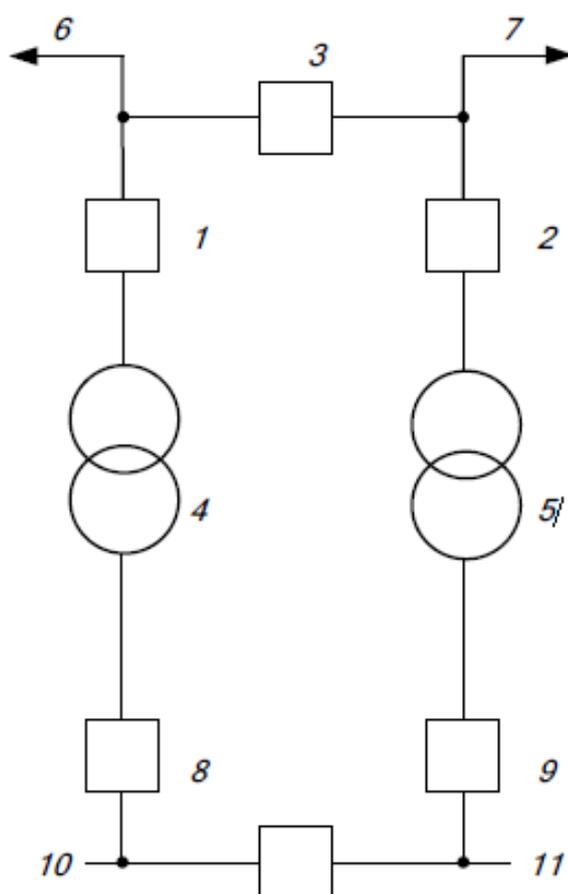


Рисунок 13 – Схема РУ варианта № 1

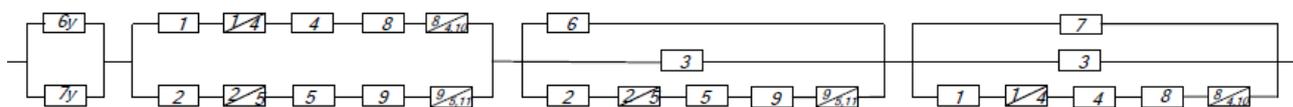


Рисунок 14 – Схема замещения варианта № 1

В 3 варианте рассмотрим полный отказ в схеме замещения, представленной на рисунках 15-16:

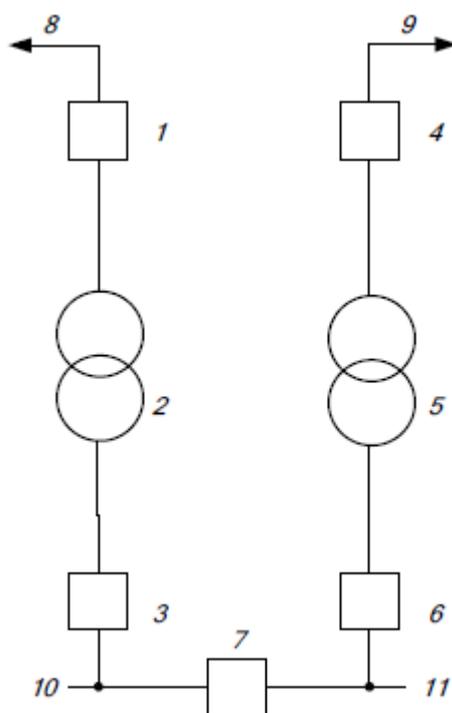


Рисунок 15 – Расчетная схема РУ варианта № 2

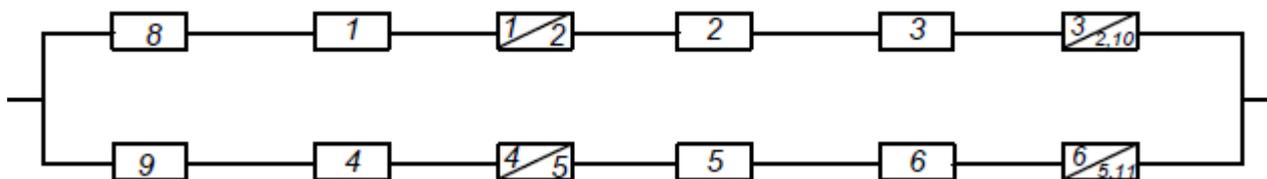


Рисунок 16 – Схема замещения варианта № 2

Рассчитанные показатели сведены в таблицу 16.

Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 16 – Расчет величины ущерба

Вариант	У, тыс.руб
№ 1, 2	2793
№ 3	3562

4.5 Определение приведенных статистических затрат

Статистические затраты определяются по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I + Y \quad (36)$$

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

K – капиталовложения, для сооружения электрической сети;

I – издержки;

Y – ущерб от перерыва электроснабжения.

После выполнения расчетов, представленных выше, необходимо сделать вывод о целесообразности внедрения спроектированного объекта. Для этого мы проведем экономическую оценку инвестиционного проекта, используя метод чистого дисконтированного дохода.

Этот метод заключается в приведении всех расходов и доходов, распределенных по времени, к одному базовому моменту, который обычно совпадает с датой начала реализации проекта.

Расчитанные показатели сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Техничко-экономические показатели

Показатель	1, 2 Вариант	3 Вариант
Ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб.	2 793	3 562
Среднегодовые приведённые затраты с учетом ущерба, тыс. руб.	199 726	198 167

Исходя из расчетов ущерб незначителен в обоих вариантах.

С учетом вышеуказанных показателей наиболее оптимальным с незначительным преимуществом является 3 вариант реконструкции сети, принимаем его для дальнейшего проектирования.

5 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Расчёты режимов выполняются для того, чтобы определить токовую загрузку оборудования, оценку уровней напряжения, выявить перегруженные элементы, определить необходимость усиления сети, и проверить работоспособность новых решений по НПС.

Для выбранного варианта произведем расчеты установившихся электроэнергетических режимов.

В рамках настоящей ВКР будут проведены расчеты в ПВК «RastrWin3» на год окончания перспективного периода для выбранного варианта реконструкции – 2030 г.

Исходными данными для выполнения расчетов являются нагрузки потребителей, топология сети и параметры её элементов, полученные на основании:

- Нормальной схема электрических соединений объектов Филиала ПАО «Россети» Якутское ПМЭС,
- Прочих материалов [2].

На основании данных по ЛЭП, марок трансформаторов, компенсирующих устройств, генерирующего оборудования, приведённых в предыдущих разделах, можно рассчитать параметры схем замещения указанного оборудования.

Ранее в разделе 1.3 был выбран рассматриваемый эквивалент электрической сети.

Для расчета установившихся электроэнергетических режимов в ПВК «RastrWin3» необходимо задать балансирующий узел, назначим таким узлом шины 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС.

Прогнозные нагрузки были ранее определены в разделе 2. С учетом справочных данных смоделируем во вкладках «Узлы» и «Ветви» электрическую сеть рассматриваемого энергорайона, данные приведены в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Узлы

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _{ген} , МВт	Q _{ген} , Мвар
5	ПС 220 Олекминск 2СШ	220	16,9	8,3	0,0	0,0
9	ПС 220 Олекминск 1СШ	220	16,9	8,3	0,0	0,0
13	ПС 220 НПС18	220	41,6	17,1	0,0	0,0
14	ПС 220 НПС17 2С	220	11,7	4,2	0,0	0,0
15	ПС 220 НПС17 1С	220	11,7	4,2	0,0	0,0
16	ПС 220 НПС16 2С	220	17,9	5,5	0,0	0,0
17	ПС 220 НПС16 1С	220	17,9	5,5	0,0	0,0
18	ПС 220 НПС15 2С	220	20,9	6,0	0,0	0,0
19	ПС 220 НПС15 1С	220	20,9	6,0	0,0	-3,0
20	ПС 220 НПС14 2С	220	10,8	3,9	0,0	0,0
21	ПС 220 НПС14 1С	220	10,8	3,9	0,0	0,0
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	220	60,2	35,6	0,0	0,0
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	220	60,2	35,6	0,0	0,0
29	ПС 220 Налдинская	220	10,5	5,2	0,0	0,0
31	отпайка2 ПС 220 НПС14	220	0,0	0,0	0,0	0,0
32	отпайка 1 ПС 220 НПС14	220	0,0	0,0	0,0	0,0
33	отпайка ПС 220 НПС17	220	0,0	0,0	0,0	0,0
34	отпайка ПС 220 НПС17	220	0,0	0,0	0,0	0,0
35	отпайка ПС 220 НПС16	220	0,0	0,0	0,0	0,0
36	отпайка ПС 220 НПС16	220	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Бл3	15,75	15,1	14,2	180,0	128,3
38	Бл2	15,75	17,5	17,4	170,0	30,4
39	Бл1	15,75	17,7	17,8	170,0	16,0
40	НГРЭС 2СШ220	220	0,0	0,0	0,0	0,0
41	НГРЭС 2СШ110	110	0,0	0,0	0,0	0,0
42	НГРЭС 2АТ	220	0,0	0,0	0,0	0,0
43	НГРЭС 1СШ220	220	0,0	0,0	0,0	0,0
44	НГРЭС 1СШ110	110	0,0	0,0	0,0	0,0
45	НГРЭС 1АТ	220	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Нерюнгринская ГРЭС	35	0,3	2,8	0,0	0,0
50	ПП 220 Амга	220	1,6	0,1	0,0	0,0

Таблица 19 – Ветви

Тип	№ начала	№ конца	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Ктт
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	43	37	НГРЭС 1СШ220 - Бл3	0,7	28,1	24,8	0,065
Тр-р	43	45	НГРЭС 1СШ220 - НГРЭС 1АТ	0,6	46,3	8,3	1
Тр-р	40	42	НГРЭС 2СШ220 - НГРЭС 2АТ	0,6	44,0	9,0	1
Тр-р	45	44	НГРЭС 1АТ - НГРЭС 1СШ110	0,4	-4,0	0,0	0,516

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	42	41	НГРЭС 2АТ - НГРЭС 2СШ110	0,4	-2,1	0,0	0,516
Тр-р	45	46	НГРЭС 1АТ - Нерюнгринская ГРЭС	2,5	82,3	0,0	0,159
Тр-р	42	46	НГРЭС 2АТ - Нерюнгринская ГРЭС	2,5	80,0	0,0	0,159
Тр-р	44	39	НГРЭС 1СШ110 - Бл1	0,2	6,3	22,2	0,13
Тр-р	41	38	НГРЭС 2СШ110 - Бл2	0,2	6,1	71,7	0,13
ЛЭП	19	50	ПС 220 НПС15 1С - ПП 220 Амга	7,3	25,0	-157,5	0
ЛЭП	50	36	ПП 220 Амга - от ПС 220 НПС16	9,0	30,6	-192,5	0
ЛЭП	43	29	НГРЭС 1СШ220 - ПС 220 Налдинская	4,8	21,7	-133,5	0
ЛЭП	40	29	НГРЭС 2СШ220 - ПС 220 Налдинская	4,8	21,7	-133,5	0
ЛЭП	29	13	ПС 220 Налдинская - ПС 220 НПС18	11,5	51,5	-317,4	0
ЛЭП	29	13	ПС 220 Налдинская - ПС 220 НПС18	11,5	51,5	-317,4	0
ЛЭП	5	32	ПС 220 Олекминск 2СШ - от1 ПС 220 НПС14	5,2	19,3	-115,6	0
ЛЭП	9	31	ПС 220 Олекминск 1СШ - от2 ПС 220 НПС14	5,2	19,3	-115,6	0
ЛЭП	32	21	отпайка 1 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС14 1С	0,1	0,4	-2,6	0
ЛЭП	31	20	отпайка 2 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС14 2С	0,1	0,4	-2,6	0
ЛЭП	31	19	отпайка 2 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС15 1С	11,8	43,5	-260,5	0
ЛЭП	32	18	отпайка 1 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС15 2С	11,8	43,5	-260,4	0
ЛЭП	35	18	отпайка ПС 220 НПС16 - ПС 220 НПС15 2С	16,3	55,6	-349,9	0
ЛЭП	35	16	отпайка ПС 220 НПС16 - ПС 220 НПС16 2С	0,1	0,2	-1,0	0
ЛЭП	36	17	отпайка ПС 220 НПС16 - ПС 220 НПС16 1С	0,1	0,2	-1,3	0
ЛЭП	24	35	ПС 220 Нижний Куранах 2С - от ПС 220 НПС16	15,5	52,8	-332,6	0
ЛЭП	27	36	ПС 220 Нижний Куранах 1С - от ПС 220 НПС16	15,9	54,2	-340,9	0
ЛЭП	13	33	ПС 220 НПС18 - от ПС 220 НПС17	7,2	32,2	-198,4	0
ЛЭП	13	34	ПС 220 НПС18 - от ПС 220 НПС17	7,2	32,0	-197,0	0
ЛЭП	40	13	НГРЭС 2СШ220 - ПС 220 НПС18	16,2	72,2	-445,1	0
ЛЭП	43	13	НГРЭС 1СШ220 - ПС 220 НПС18	15,8	70,7	-435,6	0
ЛЭП	34	27	отпайка ПС 220 НПС17 - ПС 220 Нижний Куранах 1С	4,4	19,8	-122,2	0
ЛЭП	33	14	отпайка ПС 220 НПС17 - ПС 220 НПС17 2С	0,1	0,6	-3,7	0
ЛЭП	33	24	отпайка ПС 220 НПС17 - ПС 220 Нижний Куранах 2С	3,7	16,6	-102,3	0

ЛЭП	34	15	отпайка ПС 220 НПС17 - ПС 220 НПС17 1С	0,1	0,6	-3,7	0
Выкл	21	20	ПС 220 НПС14 1С - ПС 220 НПС14 2С	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	9	5	ПС 220 Олекминск 1СШ - ПС 220 Олекминск 2СШ	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	19	18	ПС 220 НПС15 1С - ПС 220 НПС15 2С	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	44	41	НГРЭС 1СШ110 - НГРЭС 2СШ110	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	43	40	НГРЭС 1СШ220 - НГРЭС 2СШ220	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	17	16	ПС 220 НПС16 1С - ПС 220 НПС16 2С	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	15	14	ПС 220 НПС17 1С - ПС 220 НПС17 2С	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	24	27	ПС 220 Нижний Куранах 2С - ПС 220 Нижний Куранах 1С	0,0	0,0	0,0	0

Для подтверждения корректности эквивалента необходимо провести его верификацию, для этого проводится сравнение результатов расчета с данными по контрольным замерам. Результаты приведены в таблицах 20-21.

Таблица 20 – Сравнение напряжений в узлах расчетной модели

Номер узла	Название	U _{расч} , кВ	U _{контр} , кВ	Погрешность, %
1	2	3	4	5
5	ПС 220 Олекминск 2СШ	230,0	236,0	-2,5
9	ПС 220 Олекминск 1СШ	230,0	236,1	-2,6
13	ПС 220 НПС18	221,4	229,4	-3,5
14	ПС 220 НПС17 2С	213,1	220,1	-3,2
15	ПС 220 НПС17 1С	213,1	220,2	-3,2
16	ПС 220 НПС16 2С	213,2	220,2	-3,2
17	ПС 220 НПС16 1С	213,2	220,3	-3,2
18	ПС 220 НПС15 2С	219,6	222,6	-1,3
19	ПС 220 НПС15 1С	219,6	222,7	-1,4
20	ПС 220 НПС14 2С	226,7	233,7	-3,0
21	ПС 220 НПС14 1С	226,7	233,8	-3,0
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	210,1	220,1	-4,5
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	210,1	220,2	-4,6
29	ПС 220 Налдинская	229,9	239,9	-4,2
31	от2 ПС 220 НПС14	226,7	236,7	-4,2

32	от1 ПС 220 НПС14	226,7	236,8	-4,3
33	от ПС 220 НПС17	213,1	218,1	-2,3
34	от ПС 220 НПС17	213,2	218,2	-2,3
35	от ПС 220 НПС16	213,2	220,2	-3,2
36	от ПС 220 НПС16	213,2	220,3	-3,2
37	Бл3	16,0	16,2	-1,2
38	Бл2	15,6	15,8	-1,3
39	Бл1	15,5	15,8	-1,9
40	НГРЭС 2СШ220	233,5	236,5	-1,3
41	НГРЭС 2СШ110	119,4	122,4	-2,5
42	НГРЭС 2АТ	231,0	241,0	-4,1
43	НГРЭС 1СШ220	233,5	240,5	-2,9
44	НГРЭС 1СШ110	119,4	124,4	-4,0
45	НГРЭС 1АТ	231,0	241,0	-4,1
46	Нерюнгринская ГРЭС	36,6	37,3	-1,8
50	ПП 220 Амга	216,8	225,8	-4,0

Таблица 21 – Сравнение токовых нагрузок в узлах расчетной модели

Наименование ЛЭП	Ток в день КЗ	В РМ	Погрешность, %
ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18	314	294	-6,7%
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Налдинская	297	289	-2,8%
ВЛ 220 кВ Налдинская – НПС-18	291	283	-3,0%
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	484	462	-4,7%
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	583	548	-6,3%
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	425	413	-2,9%
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга–НПС-15 с отпайкой на НПС-16	434	424	-2,4%
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	312	298	-4,6%
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	302	299	-0,9%

Погрешность не превышает 10 %, в связи с этим полученный эквивалент допустимо применять при последующих расчетах.

5.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Под режимом максимальных нагрузок подразумевается режим зимних нагрузок.

Нормальный режим. Далее произведен расчет зимнего режима в нормальной схеме, предполагающей включение в работу всех ВЛ и трансформаторов, соответствующих их нормальному эксплуатационному состоянию. Графика расчета режима приведена в Приложении Б.

В таблице 22 приведены расчётные уровни напряжений, полученные в ПВК (воспользуемся вкладкой «Узлы» – «Напряжения»). Здесь и далее будем показывать результаты в порядке убывания отклонений (параметра « ΔU »):

Таблица 22 – Уровни напряжений

Номер узла	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , %
1	2	3	4	5
13	ПС 220 НПС18	220	235,00	6,82
14	ПС 220 НПС17 2С	220	232,63	5,74
15	ПС 220 НПС17 1С	220	232,63	5,74
16	ПС 220 НПС16 2С	220	232,18	5,54
17	ПС 220 НПС16 1С	220	232,18	5,54
18	ПС 220 НПС15 2С	220	231,83	5,38
19	ПС 220 НПС15 1С	220	231,83	5,38
20	ПС 220 НПС14 2С	220	231,37	5,17
21	ПС 220 НПС14 1С	220	231,37	5,17
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	220	232,00	5,45
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	220	231,99	5,45
29	ПС 220 Налдинская	220	237,33	7,88
31	отпайка2 ПС 220 НПС14	220	231,39	5,18
32	отпайка1 ПС 220 НПС14	220	231,39	5,18
33	отпайка ПС 220 НПС17	220	232,65	5,75
34	отпайка ПС 220 НПС17	220	232,65	5,75
35	отпайка ПС 220 НПС16	220	232,19	5,54
36	отпайка ПС 220 НПС16	220	232,19	5,54
40	НГРЭС 2СШ220	220	238,00	8,18
41	НГРЭС 2СШ110	110	120,22	9,29
42	НГРЭС 2АТ	220	232,53	5,70
43	НГРЭС 1СШ220	220	238,02	8,19
44	НГРЭС 1СШ110	110	120,22	9,29

1	2	3	4	5
45	НГРЭС 1АТ	220	232,35	5,61
46	Нерюнгринская ГРЭС	35	36,87	5,34
50	ПП 220 Амга	220	232,43	5,65

Отклонения напряжений не превышают 10% [13].

В таблицах 23-24 приведены результаты расчетов токовой загрузки ЛЭП в процентах ДДТН (вкладка «Ветви» – «Токовая загрузка ЛЭП»).

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	I_{\max} , А	ДДТН, А	Загрузка, в %
27	36	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	189,7	605,0	31,3
24	35	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	194,1	605,0	32,1
13	33	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	365,7	710,0	51,5
13	34	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	367,1	710,0	51,7
32	18	ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	76,4	605,0	12,6
31	19	ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	76,4	605,0	12,6
43	29	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1	224,7	710,0	31,6
43	13	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	222,4	710,0	31,3
40	29	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2	223,2	710,0	31,4
40	13	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	217,5	710,0	30,6
29	13	ПС 220 Налдинская - ПС 220 НПС18	209,1	710,0	29,4

Уровни напряжения и токовая загрузка находятся в допустимых пределах. Оценим попадание существующих сечений проводов в экономические токовые интервалы, результаты в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка сечений ЛЭП

Название	I_{\max} , А	Существующее сечение, мм ²	Сечение по экономическим токовым интервалам, мм ²
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	367,1	300	240
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	365,7	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1	224,7	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2	223,2	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС- 18 № 1	222,4	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС- 18 № 2	217,5	300	240
ПС 220 Налдинская - ПС 220 НПС18	209,1	300	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	194,1	240	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	189,7	240	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёмкинский – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	76,4	240	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёмкинский – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	76,4	240	240

В нормальном режиме выбранные сечения ЛЭП экономически нецелесообразны, далее будет выполнена проверка в послеаварийных режимах.

Послеаварийные режимы.

Рассчитаем наиболее тяжелые режимы n-2 с наложением отключения элемента сети на единичную схему ремонта:

- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16;
- Отключение ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18 № 1, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17;

– Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16.

Наибольшие отклонения напряжений послеаварийных режимов представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Отклонения напряжений послеаварийных режимов

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
5	ПС 220 Олекминск 2СШ	220	230,98	4,99
9	ПС 220 Олекминск 1СШ	220	230,98	4,99
13	ПС 220 НПС18	220	236,67	7,58
14	ПС 220 НПС17 2С	220	235,79	7,18
15	ПС 220 НПС17 1С	220	235,79	7,18
16	ПС 220 НПС16 2С	220	234,13	6,42
17	ПС 220 НПС16 1С	220	234,13	6,42
18	ПС 220 НПС15 2С	220	232,61	5,73
19	ПС 220 НПС15 1С	220	232,61	5,73
20	ПС 220 НПС14 2С	220	231,37	5,17
21	ПС 220 НПС14 1С	220	231,37	5,17
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	220	236,00	7,27
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	220	235,97	7,26
29	ПС 220 Налдинская	220	239,06	8,67
40	НГРЭС 2СШ220	220	240,00	9,09
41	НГРЭС 2СШ110	110	120,59	9,63
43	НГРЭС 1СШ220	220	240,00	9,09
44	НГРЭС 1СШ110	110	120,59	9,63
50	ПП 220 Амга	220	240,00	9,09

Подробные результаты расчетов приведены в приложении Б.

Параметры режима в послеаварийных режимах не превышают допустимых пределов [3, 13]:

- токовая нагрузка ЛЭП не превышает АДТН;
- отклонения напряжений не превышают 10 %, уровни напряжений не выходят ниже минимально-допустимых напряжений (АДП) и не превышают наибольшие рабочие напряжения.

Оценим попадание существующих сечений проводов в экономические токовые интервалы, результаты в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка сечений ЛЭП по результатам послеаварийных режимов

Наименование	I_{\max} , А	ДДТН, А	Загрузка, в %	Существующее сечение, мм ²	Сечение по экономическим токовым интервалам, мм ²
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	702,79	710,0	99,1	300	400
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	367,75	710,0	47,8	300	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	361,53	605,0	50,2	240	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	358,04	605,0	49,7	240	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1	301,02	710,0	41,8	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	300,99	710,0	41,8	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2	300,32	710,0	41,7	300	240
ВЛ 220 Налдинская - НПС-18	286,70	710,0	39,8	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	222,07	710,0	30,8	300	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	154,67	710,0	21,5	240	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	154,67	710,0	21,5	240	240

В послеаварийных режимах минимума большинства выбранных сечений ЛЭП экономически нецелесообразны, подробные выводы будет приведены далее.

5.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Под режимом минимальных нагрузок подразумевается режим летних нагрузок.

Расчетные уровни напряжений и токовая загрузка ЛЭП приведены в таблицах 27-28

Таблица 27 – Уровни напряжений

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
13	ПС 220 НПС18	220	234,47	8,72
43	НГРЭС 1СП220	220	235,95	6,82
40	НГРЭС 2СП220	220	236,00	6,82
29	ПС 220 Налдинская	220	236,15	6,82

Таблица 28 – Токовая загрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	I _{max} , А	ДЦН, А	Загрузка, в %
13	34	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	230,5	710,0	32,5
13	33	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	229,6	710,0	32,3
43	13	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	134,6	710,0	19,0
43	29	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1	133,9	710,0	18,9
40	29	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2	131,4	710,0	18,5
40	13	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	131,3	710,0	18,5
24	35	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	129,4	605,0	21,4
27	36	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	126,3	605,0	20,9
29	13	ВЛ 220 кВ Налдинская - НПС18	124,9	710,0	17,6
31	19	ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	57,8	605,0	9,6
32	18	ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	57,8	605,0	9,6

Уровни напряжения и токовая загрузка находятся в допустимых пределах.

Оценим попадание существующих сечений проводов в экономические токовые интервалы, результаты сведены в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка сечений ЛЭП

Название	I_{\max} , А	Существующее сечение, мм ²	Сечение по экономическим токовым интервалам, мм ²
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	230,5	300	240
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	229,6	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	134,6	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1	133,9	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2	131,4	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	131,3	300	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	129,4	240	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	126,3	240	240
ПС 220 Налдинская - НПС18	124,9	300	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	57,8	240	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	57,8	240	240

В нормальном режиме выбранные сечения ЛЭП экономически нецелесообразны, далее будет выполнена проверка в послеаварийных режимах.

Послеаварийные режимы.

Рассчитаем наиболее тяжелые режимы n-2 с наложением отключения элемента сети на единичную схему ремонта [15]:

- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16;
- Отключение ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18 № 1, ВЛ 220 кВ НПС-18 –

Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17;

– Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16.

Наибольшие отклонения напряжений послеаварийных режимов представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Отклонения напряжений послеаварийных режимов

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
5	ПС 220 Олекминск 2СШ	220	219,40	-0,27
9	ПС 220 Олекминск 1СШ	220	219,40	-0,27
13	ПС 220 НПС18	220	234,47	6,58
14	ПС 220 НПС17 2С	220	230,58	4,81
15	ПС 220 НПС17 1С	220	230,58	4,81
16	ПС 220 НПС16 2С	220	225,19	2,36
17	ПС 220 НПС16 1С	220	225,19	2,36
18	ПС 220 НПС15 2С	220	220,01	0,00
19	ПС 220 НПС15 1С	220	220,00	0,00
20	ПС 220 НПС14 2С	220	219,83	-0,08
21	ПС 220 НПС14 1С	220	219,83	-0,08
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	220	228,43	3,83
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	220	228,43	3,83
29	ПС 220 Налдинская	220	236,15	7,34
40	НГРЭС 2СШ220	220	236,00	7,27
41	НГРЭС 2СШ110	110	115,09	4,63
43	НГРЭС 1СШ220	220	235,95	7,25
44	НГРЭС 1СШ110	110	234,00	7,27
50	ПП 220 Амга	220	222,80	4,63

Подробные результаты расчетов приведены в приложении Б.

Уровни напряжения и токовая загрузка находятся в допустимых пределах.

Оценим попадание существующих сечений проводов в экономические токовые интервалы [14]. Проверка сечений ЛЭП в послеаварийных режимах приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка сечений ЛЭП по результатам послеаварийных режимов

Наименование	I_{\max} , А	ДДТН, А	Загрузка, в %	Существующее сечение, мм ²	Сечение по экономическим токовым интервалам, мм ²
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 2 с отпайкой на НПС-17	457,70	710,0	64,5	300	240
ВЛ 220 кВ НПС-18 - Нижний Куранах № 1 с отпайкой на НПС-17	229,59	710,0	32,3	300	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16	251,43	605,0	41,6	240	240
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	230,04	605,0	38,0	240	240
ВЛ 220 Налдинская - НПС-18	158,55	710,0	22,3	300	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёмминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2	86,50	710,0	12,2	240	240
ВЛ 220 кВ ПС Олёмминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1	86,51	710,0	12,2	240	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	131,34	710,0	18,5	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2	162,40	710,0	22,9	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	166,26	710,0	23,4	300	240
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1	164,47	710,0	23,2	300	240

В послеаварийных режимах минимума выбранные сечения ЛЭП экономически нецелесообразны.

5.3 Выводы

Параметры режима в послеаварийных режимах не превышают допустимых пределов [3, 13]:

- токовая загрузка ЛЭП не превышает ДДТН в нормальном режиме, и АДТН – в послеаварийных;
- отклонения напряжений не превышают 10 %, уровни напряжений не выходят ниже минимально-допустимых напряжений (АДП) и не превышают наибольшие рабочие напряжения.

С точки зрения попадания существующих сечений проводов в экономические токовые интервалы можно сделать выводы:

1. Следующие ЛЭП работают в оптимальном режиме:
 - ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16;
 - ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16;
 - ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 2;
 - ВЛ 220 кВ ПС Олёкминск – НПС-15 с отпайкой на НПС-14 № 1;
2. Сечения завышены для ЛЭП:
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2;
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 2;
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1;
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская № 1.
3. ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на НПС-17 выполненной проводом АС-300, для данной ВЛ оптимальное сечение по экономическим токовым интервалам – 400 мм², однако токовая загрузка на 2030 год не превышает ДДТН.

Замена проводов в рамках настоящей работы не предусматривается.

Таким образом, для принятый вариант реконструкции, включающий в себя: реконструкцию ПС 220 кВ НПС-14 с применением схемы «Два блока

трансформатор-линия с автоматизированной ремонтной переключкой» с сохранением присоединения отпайками, реконструкцию ПС 220 кВ НПС-15 с применением схемы «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» удовлетворяет требованиям к параметрам установившихся электроэнергетических режимов, дополнительное усиление сети не требуется.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёт токов короткого замыкания проводится с целью предотвращения негативных последствий аварийных режимов в электрических системах.

За время прохождения производственной практики для расчета значений токов короткого замыкания были получены перспективные значения эквивалентов на ПС 220 кВ Олёкминск и ПС 220 кВ Нижний Курамах.

Зная способы подключения ПС 220 кВ НПС-14, ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ НПС-16 можно составить схему замещения и произвести расчет трехфазный и однофазных токов короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения.

Учитывая, что данная работа носит демонстрационный характер полученных навыков и умений, расчет ТКЗ будет выполнен для ПС 220 кВ НПС-14. На рисунке 17 приведена исходная схема для расчета токов короткого замыкания.

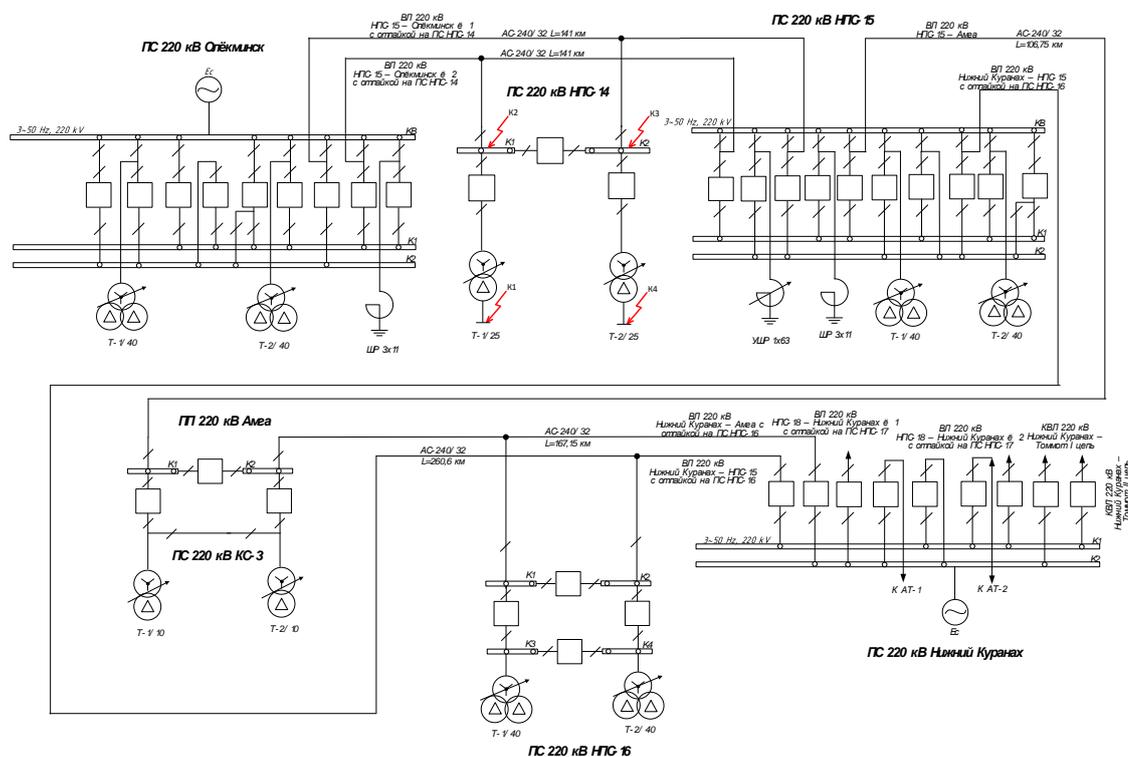


Рисунок 17 – Исходная схема для расчета токов КЗ

Исходные данные:

$$E_c = 220 \text{ кВ}$$

$$Z_{c1} = 125 \text{ Ом}$$

$$Z_{c1.0} = 104 \text{ Ом}$$

$$E_c = 220 \text{ кВ}$$

$$Z_{c2} = 193 \text{ Ом}$$

$$Z_{c2.0} = 86 \text{ Ом}$$

Для расчета параметров схемы замещения и токов короткого замыкания будем использовать РД 153-34.0-20.527-98 [16].

Определим параметры схемы замещения трансформаторов. Исходные данные приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные

ПС	Трансформатор	S, МВА	Схема соединения обмоток	U _{ном} , кВ	u _{в-с} , %	u _{с-н} , %	u _{в-н} , %	u _к , %
ПС 220 кВ НПС-14	T1	40	Y ₀ /D	230/10,5	-	-	-	11,867
	T2	40	Y ₀ /D	230/10,5	-	-	-	11,867
ПС 220 кВ НПС-15	T1	40	Y ₀ /D/D	230/10,5/10,5	-	-	-	11,637
	T2	40	Y ₀ /D/D	230/10,5/10,5	-	-	-	11,676
ПП 220 кВ Амга	T1	10	Y ₀ /D	230/11	-	-	-	10,5
	T2	10	Y ₀ /D	230/11	-	-	-	10,5
ПС 220 кВ НПС-16	T1	40	Y ₀ /D/D	230/11	-	-	-	11,718
	T2	40	Y ₀ /D/D	230/11	-	-	-	11,607

Напряжение короткого замыкания для обмоток ВН, СН, НН (трехобмоточные трансформаторы), %:

$$u_{KB} = 0,5(u_{KBC} + u_{KBH} - u_{КСН}), \quad (37)$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KBC} - u_{KBH} + u_{KCH}), \quad (38)$$

$$u_{KH} = 0,5(-u_{KBC} + u_{KBH} + u_{KCH}), \quad (39)$$

Сопротивление (двухобмоточные трансформаторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой), Ом:

$$X_T = \frac{U_K u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (40)$$

Расчетные сопротивления для схемы замещения, приведенные к стороне высокого напряжения, Ом:

$$X_B = \frac{U_{KB} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (41)$$

$$X_C = \frac{U_{KC} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (42)$$

$$X_H = \frac{U_{KH} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (43)$$

Расчетные параметры схемы замещения трансформаторов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Расчетные параметры схемы замещения трансформаторов

Подстанция	Трансформатор	$u_{KB}, \%$	$u_{KC}, \%$	$u_{KH}, \%$	$X_T, \text{Ом}$	$X_B, \text{Ом}$	$X_C, \text{Ом}$	$X_H, \text{Ом}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ НПС-14	T1	-	-	-	156,941	-	-	-
	T2	-	-	-	156,941	-	-	-
ПС 220 кВ НПС-15	T1	-	-	-	153,899	-	-	-
	T2	-	-	-	154,415	-	-	-
ПП 220 кВ Амга	T1	-	-	-	555,45	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПП 220 кВ Амга	T2	-	-	-	555,45	-	-	-
ПС 220 кВ НПС-16	T1	-	-	-	154,971	-	-	-
	T2	-	-	-	153,503	-	-	-

Определим параметры схемы замещения воздушных линий 220 кВ.

Исходные данные для определения параметров прямой/обратной/нулевой последовательности схемы замещения ВЛ 220 кВ приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Исходные данные

Наименование	Длина, км (L)	Удельное сопр. прямой/обратн ой послед., Ом/км ($r_{уд.п}$)	Удельное сопр. прямой/обратн ой послед., Ом/км ($X_{уд.п}$)	Удельное сопр. нулевой послед., Ом/км ($r_{уд.нп}$)	Удельное сопр. нулевой послед., Ом/км ($X_{уд.нп}$)
1	4	5	6	5	6
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (до отпайки)	41	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (после отпайки)	100	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	106,75	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 (до отпайки)	41,15	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 (после отпайки)	126	0,12	0,435	0,36	1,305

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (до отпайки)	41	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (после отпайки)	100	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16 (до отпайки)	134,6	0,12	0,435	0,36	1,305
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16 (после отпайки)	126	0,12	0,435	0,36	1,305
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-14 №1	1	0,12	0,435	0,36	1,305
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-14 №2	1	0,12	0,435	0,36	1,305
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-16 №1	2,5	0,12	0,435	0,36	1,305
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-16 №2	2,5	0,12	0,435	0,36	1,305

Индуктивное сопротивление для схемы замещения
прямой/обратной/нулевой последовательности, Ом:

$$X_{\Pi} = L \cdot X_{уд}, \quad (44)$$

Активное сопротивление для схемы замещения прямой/обратной/нулевой последовательности, Ом:

$$r_{\Pi} = L \cdot r_{уд}, \quad (45)$$

$$Z_{\Pi} = \sqrt{r_{\Pi}^2 + X_{\Pi}^2}, \quad (46)$$

Расчетные параметры схемы замещения приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Расчетные параметры схемы замещения ВЛ 220 кВ

Наименование	ПП/ ОП	R _п , Ом	X _п , Ом	Z _п , Ом	НП, Ом	R _{нп} , Ом	X _{нп} , Ом	Z _{нп} , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (до отпайки)	Z2	4,92	17,84	18,50	Z2.0	14,76	53,51	55,50
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (после отпайки)	Z3	12,00	43,50	45,12	Z3.0	36,00	130,50	135,37
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	Z4	12,81	46,44	48,17	Z4.0	38,43	139,31	144,51
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 (до отпайки)	Z5	4,94	17,90	18,57	Z5.0	14,81	53,70	55,71
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 (после отпайки)	Z6	15,12	54,81	56,86	Z6.0	45,36	164,43	170,57
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (до отпайки)	Z8	4,92	17,84	18,50	Z8.0	14,76	53,51	55,50

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (после отпайки)	Z9	12,00	43,50	45,12	Z9.0	36,00	130,50	135,37
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16 (до отпайки)	Z10	16,15	58,55	60,74	Z10.0	48,46	175,65	182,21
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16 (после отпайки)	Z11	15,12	54,81	56,86	Z11.0	45,36	164,43	170,57
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-14 №1	Z12	0,12	0,44	0,45	Z12.0	0,36	1,31	1,35
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-14 №2	Z13	0,12	0,44	0,45	Z13.0	0,36	1,31	1,35
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-16 №1	Z14	0,30	1,09	1,13	Z14.0	0,90	3,26	3,38
Отпайка до ПС 220 кВ НПС-16 №2	Z15	0,30	1,09	1,13	Z15.0	0,90	3,26	3,38

Для расчета трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания необходимо сделать эквивалент расчетной схемы замещения к точке КЗ. На рисунке 18 изображена схема замещения для расчета трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания.

На рисунке 19 приведен итоговый этап эквивалентирования схемы замещения.

Итоговые параметры для расчета трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания приведены в таблице 36.

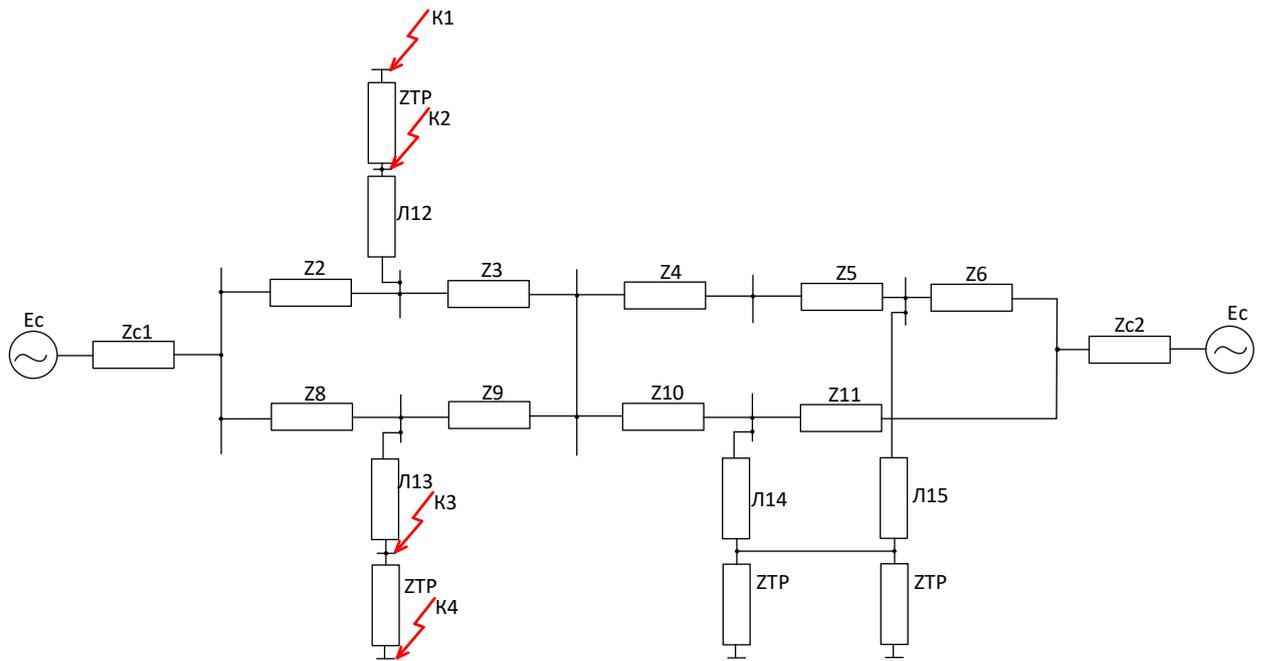


Рисунок 18 – Схема замещения для расчета междуфазных токов КЗ

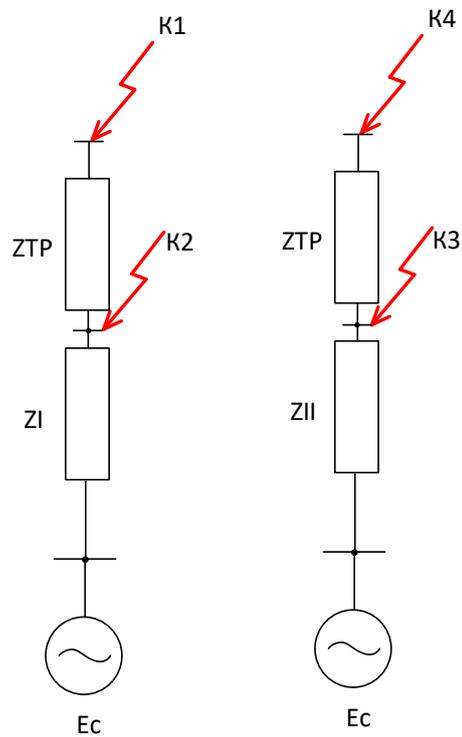


Рисунок 19 – Итоговый этап эквивалентирования

Таблица 36 – Итоговые параметры

Наименование параметра	Значение
Расчет ТКЗ в точке К1	
E_c	220 кВ
$Z_{II} = (Z_{II} + Z_{TP}) \cdot (U_{HH}^2 / U_{BH}^2)$	$(156,941 + 93,6) \cdot 0,0021 = 0,52$
Расчет ТКЗ в точке К2	
E_c	10 кВ
Z_I	93,6 Ом
Расчет ТКЗ в точке К3	
E_c	220 кВ
Z_{II}	93,6 Ом
Расчет ТКЗ в точке К4	
E_c	10 кВ
$Z_{II} = (Z_{II} + Z_{TP}) \cdot (U_{HH}^2 / U_{BH}^2)$	$(156,941 + 93,6) \cdot 0,0021 = 0,52$

Для расчета однофазных токов короткого замыкания необходимо произвести эквивалентирование расчетной схемы замещения к точке К3. На рисунке 20 изображена схема замещения для расчета однофазных токов короткого замыкания.

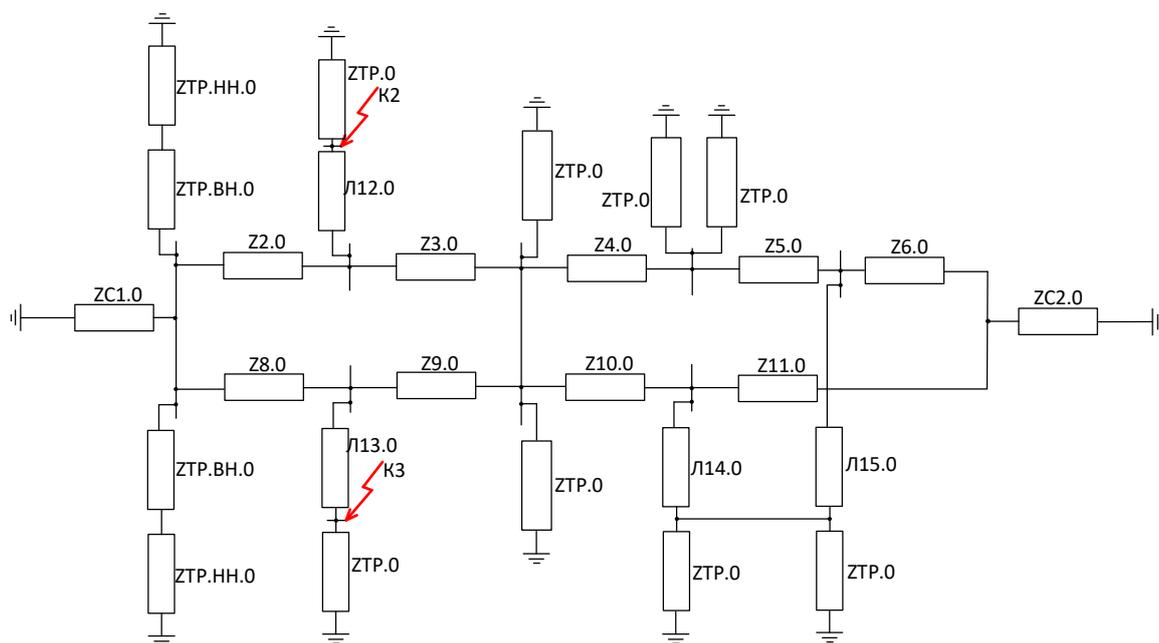


Рисунок 20 – Схема замещения для расчета однофазных токов КЗ

Эквивалентирование схемы, изображенной на рисунке 20, производится аналогично эквивалентированию схемы замещения для расчета трехфазных и

двухфазных токов короткого замыкания. Схема итогового этапа эквивалентирования для расчета однофазных токов короткого замыкания приведена на рисунке 21. Итоговые параметры для расчета однофазных токов короткого замыкания приведены в таблице 37.

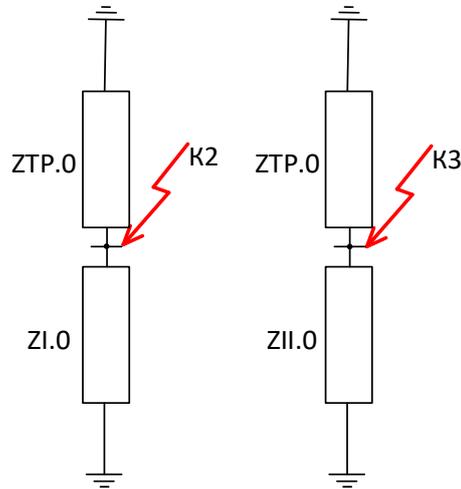


Рисунок 21 – Итоговый этап эквивалентирования

Таблица 37 – Итоговые параметры

Наименование параметра	Значение
Расчет ТКЗ в точке К2	
E_c	220 кВ
Z_1	93,6 Ом
Z_2	93,6 Ом
Z_0	58 Ом
Расчет ТКЗ в точке К3	
E_c	220 кВ
Z_1	93,6 Ом
Z_2	93,6 Ом
Z_0	58 Ом

Для определения трехфазного тока КЗ воспользуемся следующей формулой, кА:

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Pi.\Pi}}, \quad (47)$$

где $Z_{\Pi.\Pi} = \sqrt{(r_{\Pi})^2 + (X_{\Pi})^2}$ – полное сопротивление прямой последовательности до точки КЗ, Ом.

Двухфазный ток КЗ находится по формуле, кА:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (48)$$

Однофазный ток КЗ находится по формуле, кА:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Pi}}, \quad (49)$$

где $Z_{\Pi} = \sqrt{(Z_1 + Z_2 + Z_0)^2}$ – полное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности, Ом.

В расчетах было принято $Z_1 = Z_2$, Ом.

Ударный ток находится по формуле, кА:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (50)$$

Ударный коэффициент находится по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (51)$$

Постоянная времени затухания находится по формуле, с:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum r}, \quad (52)$$

Расчетные значения сведены в таблице 38.

Таблица 38 – Расчетные параметры

т. КЗ	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{к}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{к}}^{(1)}$, кА	T_a	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$, А
К1	11,103	9,615	-	0,035	1,75	27,48
К2	1,357	1,175	0,518	0,013	1,46	2,8
К3	1,357	1,175	0,518	0,013	1,46	2,8
К4	11,103	9,615	-	0,035	1,75	27,48

Полученные значения ТКЗ будут использованы для выбора высоковольтного оборудования и срабатывания уставок УРЗА.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе произведена проверка и выбор проектируемого оборудования согласно принятому варианту реконструкции.

Реконструкция по данному проекту предусматривается в 2 этапа:

1. Реконструкция ПС 220 кВ НПС-14;
2. Реконструкция ПС 220 кВ НПС-15.

В рамках настоящей ВКР будет рассмотрен подробно только 1 этап.

7.1 Выбор и проверка оборудования на стороне 220 кВ

В соответствии с предыдущими разделами на ПС 220 кВ НПС-14 предусматривается к установке на ВН схема РУ «Два блока трансформатор линия с автоматизированной ремонтной перемычкой».

В рамках данного проекта предусмотрено применение открытого распределительного устройства 220 кВ.

В качестве расчетных параметров используются значения, полученные в разделах 5 и 6.

Каталожные данные были взяты из открытых источников информации.

7.2 Выбор и проверка силовых выключателей 220 кВ

Выполним выбор и проверку выключателей ВЭБ-220-1250 УХЛ1 [17].

Условия выбора:

- 1) Проверка по номинальному напряжению, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (53)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

- 2) Проверка по номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (54)$$

Максимальные рабочие токи приняты по результатам расчетов установившихся электроэнергетических режимов в разделе 5.

а) Вводной выключатель, А.

$$2500 \text{ A} \geq 155 \text{ A}$$

б) Выключатель в ремонтной перемычке, А.

$$2500 \text{ A} \geq 77,5 \text{ A}$$

3) Проверка по отключающей способности:

а) На симметричный ток отключения, кА:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (55)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,357 \text{ кА}$$

б) На отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}}, \quad (56)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\alpha.\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}}}, \quad (57)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\alpha.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,83 \cdot 31,5 = 36,97 \text{ кА}$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,83 \cdot 1,357 = 1,59 \text{ кА}$$

$$36,97 \text{ кА} \geq 1,59 \text{ кА}$$

4) Проверка по предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (58)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,357 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (59)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 2,8 \text{ кА}$$

5) Проверка по тепловому импульсу - на термическую стойкость, кА²·с:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (60)$$

где $t_{\text{откл}}$ - полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ, с;

$I_{\text{н.о}}$ - периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (61)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,056 + 2,5 + 0,05 = 2,606 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}, \quad (62)$$

$$B_{к} = 1,357^2 \cdot 2,606 = 4,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные		Условия выбора и проверки
	Вводной выключатель	Выключатель в ремонтной перемычке	
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ}$		$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{расч} = 155 \text{ А}$	$I_{расч} = 77,5 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,357 \text{ кА}$		$I_{нт} \leq I_{ном.откл}$
$i_{а.ном} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 1,59 \text{ кА}$		$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,8 \text{ кА}$		$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 1,357 \text{ кА}$		$I_{п.о} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,8 \text{ кА}$		$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 1,357 \text{ кА}$		$I_{п.о} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 4,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Привод выключателя – трёхфазный, пружинный.

Выключатели ВЭБ-220-1250 УХЛ1 прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в ОРУ.

7.3 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей 220 кВ

Выполним выбор и проверку разъединителей и заземляющих ножей РГНП-220/1000 УХЛ1 [18].

Расчетные данные были взяты из пункта выбора выключателей. Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Параметры выбора разъединителей и заземляющих ножей

Каталожные данные	Расчетные данные		Условия выбора и проверки
	Вводной разъединитель и ЗН	Разъединитель и ЗН в ремонтной перемычке	
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.сети}} = 220 \text{ кВ}$		$U_{\text{НОМ.сети}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 155 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 77,5 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$B_{\text{к}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} (3 \text{ с})$ $B_{\text{к}} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} (1 \text{ с})$	$B_{\text{к}} = 4,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,8 \text{ кА}$		$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

Привод ПД-14УХЛ1 – трёхфазный.

Разъединители и заземляющие ножи РГНП-220/1000 УХЛ1 прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в ОРУ.

7.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ.

Проведем выбор и проверку трансформаторов тока ТРГ-220-1000 УХЛ1 [19].

1) Проверка по номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.сети}}, \quad (63)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) Проверка по номинальному току, А:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (64)$$

а) Вводной выключатель, А.

$$1000 \text{ A} \geq 155 \text{ A}$$

б) Выключатель в ремонтной перемычке, А.

$$1000 \text{ A} \geq 77,5 \text{ A}$$

3) Проверка по электродинамической стойкости, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (65)$$

$$79 \text{ кА} \geq 2,8 \text{ кА}$$

4) Проверка по термической стойкости, кА²·с:

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (66)$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

б) Проверка по величине вторичной нагрузки, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2, \quad (67)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (68)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 41 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ 220 кВ.

Таблица 41 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,6	1,6	1,6

Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (69)$$

где $S_{2\text{н}}$ – номинальная мощность ТТ, ВА.

$I_2 = 5 \text{ А}$ – вторичный ток ТТ.

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (70)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$. Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (71)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l – длина соединительных проводов, км;

q – сечение провода, мм^2 .

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки, Ом:

$$Z_2 = 0,064 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные		Условия выбора
	Вводной ТТ	ТТ в ремонтной перемычке	
1	2		3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 220 \text{ кВ}$		$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 155 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 77,5 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$		$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$

1	2	3
$i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} (3 \text{ с})$ $B_{\text{к}} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} (1 \text{ с})$	$B_{\text{к}} = 4,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$

Трансформаторы тока ТРГ-220-1000 УХЛ1 прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в ОРУ.

7.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 220 кВ

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток вольтметров, приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Проведем выбор и проверку трансформаторов напряжения НАМИ-220 УХЛ1 [20].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- По напряжению установки;
- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке, ВА:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (72)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН, ВА.

Условия выбора:

- 1) Проверка по напряжению установки, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (73)$$

220 кВ \geq 220 кВ

2) Выбор по конструкции и схеме соединения обмоток:

Трехобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) Выбор класса точности: 0,2;

4) Проверка по вторичной нагрузке: согласно таблице 43.

Таблица 43 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Итого				47

Суммарная мощность приборов, ВА:

47 ВА \leq 100 ВА

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100$ ВА	$S_{\Sigma} = 47$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1 прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в ОРУ.

7.6 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) играет ключевую роль в системе защиты от импульсных перенапряжений, предохраняя

электрооборудование распределительных устройств подстанций и линий электропередачи от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Конструктивно ОПН представляет собой достаточно простую систему, в основе которой находится колонна из варисторов, обладающих нелинейными характеристиками сопротивления. Основными геометрическими параметрами данной конструкции являются высота и диаметр колонны варисторов.

Важно отметить, что многие параметры современных ОПН, производимых различными компаниями, взаимосвязаны и определяются двумя ключевыми характеристиками: максимальным рабочим напряжением, которое зависит от высоты колонны варисторов, и энергоемкостью, определяемой диаметром колонны варисторов. Следовательно, при выборе ОПН следует в первую очередь обращать внимание на указанные параметры.

К основным параметрам ограничителя относятся:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
3. Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
4. Величина тока срабатывания противозрывного устройства;
5. Длина пути утечки внешней изоляции.

Проведем выбор и проверку ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1 [21].

По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (74)$$

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

По наибольшему рабочему напряжению ОПН, кВ:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (75)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}, \quad (76)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,1 \text{ кВ}$$

$$172 \text{ кВ} \geq 146,1 \text{ кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ, кДж:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (77)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ), кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны, с;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений, кВ:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (78)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

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

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}$$

Время распространения волны, с:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (79)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (80)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Параметры устанавливаемых ОПН проставлены в таблице 45.

Таблица 45 – Параметры ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	172
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1 прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в ОРУ.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

С целью обеспечения безопасности электроустановок и сооружений.

В данном разделе проведем проектирование систем заземления и молниезащиты для ПС 220 кВ НПС-14

8.1 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 2 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Нужно произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2 \quad (81)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2 \quad (82)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время действия релейной защиты при его отключении;

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

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2 \quad (83)$$

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \text{ мм}^2 \quad (84)$$

где $T = 240 \text{ мес}$ – период пользования за 20 лет.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию, мм²:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (85)$$

$H = 2 \text{ м}$ – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

Проверка выполнения условия:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2, \quad (86)$$

$$F_{М.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм}.$$

Расстояние между полосами принимаем равным 8 м: $l_{П-П} = 8 \text{ м}$.

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м} \quad (87)$$

Окончательная длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

Рассчитаем число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69 \quad (88)$$

Принимаем: $m = 8$

Длина стороны ячейки, м:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м}$$

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Условие выполняется.

Рассчитаем длину горизонтальных полос, м:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985 \text{ м} \quad (89)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ – длина вертикального электрода.

Тогда количество вертикальных электродов, шт:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (90)$$

Принимаем: $n_B = 31$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (91)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ – удельное эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м.

Выбираем глубину заложения заземлителей, м:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S},$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м}$$

Принимаю: $h_3 = 0,7$ м.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (92)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом·м.

k – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10, \quad (93)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1, \quad (94)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \quad \text{Ом} \cdot \text{м}$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \quad \text{Ом}$$

A_{\min} – коэффициент подобия.

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (95)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3792}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 2,01$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (96)$$

Условие $R_{II} < 0,5$ выполняется.

8.2 Молниезащита подстанции ПС 220 кВ НПС-14

Молниезащита представляет собой систему специальных устройств, обеспечивающих безопасность персонала, целостность сооружений и работоспособность оборудования при грозовых разрядах. Её основная задача — предотвратить возгорания, взрывы и повреждения, вызванные прямым попаданием молнии.

На подстанциях для защиты электрооборудования от прямых ударов молнии применяются стержневые молниеотводы, которые перехватывают разряд и отводят его в землю, минимизируя риски повреждений.

Существует два вида зон:

Зона А – надежность зоны должна быть более 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б – надежность зоны должна быть более 0,95 и $U > 500$ кВ.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 220 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 220 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 220кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

Т.к. в данной бакалаврской работе высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (97)$$

где h_0 – эффективная высота молниеотвода, м;

h – принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (98)$$

где r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (99)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов М3 и М4, установленных на прожекторных мачтах $h=31,75$ м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75) \times 31,75 = 32,91 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,91 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220 кВ. $h_x = 17,2$ м.

$$r_x = \frac{32,91 \cdot (26,99 - 17,2)}{26,99} = 11,94 \text{ м}$$

Аналогичный расчет произведем Excel для молниеприемников М1 и М2, М5, М6.

Результаты расчета приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 220 кВ, м	Трансформатор, м	Земля, м
М1	11,9	19,5	32,9
М2			
М3	11,9	19,5	32,9
М4			
М5	10,4	15,9	25,8
М6			

Как итог можно отметить, что с помощью формул был произведен расчёт заземления и молниеотводов, параметры четырех молниеотводов были сведены в таблицу 46. Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе в графической части.

9 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

С целью обеспечения правильной работы устройств релейной защиты и автоматики. В данном разделе для выбранного варианта будет проведено проектирование системы РЗ и А.

Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты и автоматики (РЗ и А), включают [22]:

Селективность – способность точно определять и отключать только повреждённый участок электрической сети;

Быстродействие – минимальное время срабатывания для предотвращения развития аварии;

Чувствительность – возможность реагирования на повреждения даже при минимальных токах короткого замыкания;

Надёжность – безотказность работы в различных режимах эксплуатации.

Помимо этих требований, устройства РЗ и А должны обладать:

Удобством в эксплуатации – простотой настройки и обслуживания;

Простотой конструкции – минимизацией сложных элементов для повышения ремонтпригодности;

Экономичностью – оптимальным соотношением стоимости и эффективности.

Данные критерии обеспечивают не только техническую эффективность защиты, но и её практическую целесообразность.

9.1 Основная защита ВЛ 220 кВ

Здесь и далее рассчитаем уставки для ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14.

Дифференциальная защита линии.

Дифференциальная защита является одним из наиболее эффективных видов релейной защиты, основанным на сравнении токов в начале и конце защищаемой линии. Принцип действия данной защиты базируется на первом

законе Кирхгофа, согласно которому в нормальном режиме и при внешних коротких замыканиях (КЗ) сумма токов, входящих в линию, равна сумме выходящих. В случае повреждения внутри защищаемой зоны — это равенство нарушается, что приводит к срабатыванию защиты.

Принцип действия и схема реализации

Дифференциальная защита линии реализуется с помощью токовых трансформаторов (ТТ), установленных на обоих концах защищаемого участка. Сигналы от ТТ передаются на устройство защиты, где происходит сравнение векторов токов. В современных системах для передачи данных между реле на разных концах линии используются волоконно-оптические каналы связи, обеспечивающие высокую скорость и точность измерений.

Основными элементами дифференциальной защиты являются:

- Токовые трансформаторы тока (ТТ) – для измерения токов на концах линии;
- Блок сравнения и анализа – микропроцессорное устройство, вычисляющее дифференциальный ток;
- Канал связи – для передачи данных между устройствами на разных концах линии.

Преимущества дифференциальной защиты

- Абсолютная селективность – срабатывает только при повреждениях внутри защищаемой зоны.
- Высокое быстродействие – время отключения обычно не превышает 20–30 мс.
- Высокая чувствительность – способность обнаруживать «слабые» короткие замыкания.
- Независимость от режимов работы сети – корректно функционирует при изменении нагрузки, переходных процессах и внешних КЗ.

Ограничения и особенности применения

- Требуется надежный канал связи между концами линии, что усложняет применение на больших расстояниях.

- Возможны ложные срабатывания при повреждении канала связи или насыщении ТТ.

- Высокая стоимость микропроцессорного устройства.

Дифференциальная защита широко применяется на ответственных линиях электропередачи (ЛЭП), шинах подстанций и генераторах, где требуется максимальная селективность и скорость отключения. Благодаря развитию микропроцессорных технологий и цифровых систем связи, данный вид защиты становится более доступным и надежным, что способствует его активному внедрению в современных энергосистемах.

В качестве основной защиты на ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14 до реконструкции ПС НПС-14 была установлена дифференциальная защита линии (ДЗЛ) со стороны ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ Олёкминск. Также, учитывая, что на линии предусмотрен ВОЛС, то согласно приказу [X] на данной линии в качестве основной защиты также будет использоваться ДЗЛ.

Для надежной работы ДЗЛ и исключения ложного срабатывания при коротких замыканиях за трансформаторами на стороне низкого напряжения в рамках реконструкции ПС 220 кВ НПС-14 предусмотрен полукомплект ДЗЛ со стороны ПС 220 кВ НПС-14.

Так как на линии ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14 установлены полукомплекты производства Siemens, то на ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ Олёкминск также необходимо произвести замену защит на отечественные терминалы производства ООО НПП «ЭКРА»

ДЗЛ на ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14 будет реализована на базе микропроцессорных терминала ШЭ2607 091 производства ООО НПП «ЭКРА» [23]. Устанавливаемые устройства приведены в таблице 47.

9.2 Резервные защиты ВЛ 220 кВ

В соответствии с приказом Минэнерго № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов

электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики» на ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше длиной 20 километров и более с каждой из сторон (на тупиковых ЛЭП и отпаечных подстанциях - с питающей стороны) должны быть установлены отдельные устройства или предусмотрены функции в устройстве(ах) РЗ ЛЭП, позволяющие определять место повреждения на ЛЭП, в случае ее аварийного отключения при повреждении. На основании данного пункта резервные защиты будут установлены только со стороны ПС 220 кВ Олёкминск и ПС 220 кВ НПС-15. Со стороны ПС 220 кВ НПС-14 комплектов резервных защит установлено не будет [24].

1. Дистанционная защита.

Дистанционная защита представляет собой наиболее распространенный вид релейной защиты, применяемый для защиты воздушных и кабельных линий электропередачи. Принцип действия данной защиты основан на измерении сопротивления участка линии между местом установки защиты и точкой короткого замыкания.

Принцип действия и основные характеристики

Дистанционная защита функционирует путем непрерывного контроля электрических параметров защищаемой линии:

- Сопротивления (Z);
- Реактивного сопротивления (X);
- Активного сопротивления (R).

Зоны срабатывания защиты.

Современные дистанционные защиты имеют три основные зоны действия (ориентировочные):

1. 1-я зона (Z_1) - охватывает 80-85% длины защищаемой линии, срабатывает без выдержки времени.

2. 2-я зона (Z_2) - перекрывает оставшуюся часть линии (100-120%) с выдержкой времени.

3. 3-я зона (Z_3) - служит для резервирования смежных элементов с выдержкой.

Преимущества дистанционной защиты.

1. Высокая селективность за счет четкого определения места повреждения;

2. Универсальность применения для линий различной конфигурации;

3. Чувствительность к различным видам КЗ (фазным и междуфазным);

4. Возможность работы в сложных режимах энергосистемы.

Ограничения применения:

1. Зависимость точности измерений от переходных процессов в ТТ и ТН;

2. Необходимость учета влияния дуговых сопротивлений при КЗ;

3. Сложность настройки для сложно-контурных сетей;

4. Ограниченная чувствительность при высокоомных замыканиях.

2. Токовая защита нулевой последовательности.

Токовая защита нулевой последовательности занимает особое место в комплексе релейной защиты, обеспечивая эффективное обнаружение замыканий на землю в трехфазных электрических сетях различного класса напряжения. Ее работа основана на принципе выделения и анализа токов нулевой последовательности, которые возникают исключительно при несимметричных повреждениях, связанных с землей. Физическую основу данного вида защиты составляет теория симметричных составляющих, где ток нулевой последовательности образуется как геометрическая сумма фазных токов, проходящая через точку заземления нейтрали.

Реализация защиты осуществляется с помощью специальных трансформаторов тока нулевой последовательности, которые могут быть выполнены либо в виде отдельных устройств, либо представлять собой фильтрующие элементы в составе современных микропроцессорных терминалов. Особенностью таких трансформаторов является их способность выделять только несимметричную составляющую токов, что достигается либо

конструктивными особенностями (суммирующие трансформаторы), либо цифровыми методами обработки сигналов в интеллектуальных устройствах защиты. Важным аспектом при проектировании таких систем является учет влияния емкостных токов, особенно актуальный для протяженных кабельных линий.

Область применения токовых защит нулевой последовательности охватывает практически все классы напряжения. В сетях с изолированной нейтралью (6-35 кВ) они часто выступают в качестве основной защиты от замыканий на землю, тогда как в сетях с эффективно заземленной нейтралью (110 кВ и выше) выполняют функции дополнительной или резервной защиты. Чувствительность защиты может варьироваться в широких пределах в зависимости от конкретных условий эксплуатации, при этом современные цифровые устройства позволяют осуществлять точную подстройку параметров срабатывания под реальные условия работы сети.

Ключевым преимуществом данного вида защиты является ее высокая селективность при обнаружении замыканий на землю, что особенно важно в сложно-контурных сетях с разветвленной структурой. В отличие от других видов защит, ТЗНП не реагирует на междуфазные короткие замыкания и перегрузки, что значительно снижает вероятность ложных срабатываний. Однако следует учитывать и определенные ограничения, связанные в первую очередь с влиянием емкостных токов, которые могут существенно исказить картину повреждения, особенно в кабельных сетях большой протяженности.

Современные тенденции развития токовых защит нулевой последовательности связаны с активным внедрением цифровых технологий обработки сигналов. Новейшие микропроцессорные устройства позволяют не только анализировать величину токов нулевой последовательности, но и оценивать их гармонический состав, что дает возможность более точно определять характер и место повреждения. Особое внимание уделяется разработке адаптивных алгоритмов, способных автоматически подстраивать

уставки защиты в зависимости от текущего режима работы сети, что особенно актуально для систем с изменяющейся конфигурацией.

3. Токовая отсечка.

Токовая отсечка представляет собой быстродействующую максимальную токовую защиту, срабатывающую без выдержки времени при превышении током заданной уставки. Основной принцип действия основан на сравнении мгновенного значения тока с установленным порогом срабатывания. Данный вид защиты применяется:

- В качестве основной защиты на коротких линиях;
- Для ускоренного отключения КЗ в начале длинных линий;
- В сочетании с другими видами защит для создания ступенчатой защиты.

- Основные преимущества:

- Исключительное быстродействие;
- Простота реализации;
- Высокая надежность;
- Экономическая эффективность.

- Существенные ограничения:

- Частичное покрытие защищаемой линии;
- Зависимость от вида и места КЗ;
- Необходимость точного расчета уставок.

Токовая отсечка остается важным элементом релейной защиты, особенно эффективным на коротких линиях и в качестве ускоряющей защиты. Современные цифровые реализации позволяют преодолеть многие традиционные ограничения метода, сохраняя при этом его ключевые преимущества - простоту и быстродействие. Дальнейшее развитие связано с внедрением интеллектуальных алгоритмов управления уставками и глубокой интеграцией в цифровые подстанции.

В связи с уходом компании Siemens с российского рынка, для обеспечения надежной работы и оперативного обслуживания устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА), в рамках программы импортозамещения, на ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ Олёкминск планируется установка микропроцессорных терминалов ШЭ2607 021 производства ООО НПП «ЭКРА» в качестве резервных защит. Это решение позволит поддерживать стабильность энергосистемы и гарантировать своевременное техническое обслуживание оборудования.

Каждый комплект ступенчатых защит (КСЗ) должен имеет в своем составе дистанционную защиту (ДЗ) – 3 ступени, токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) – 4 ступени, а также максимальную токовую отсечку (МТО) – 1 ступень.

Устанавливаемые устройства приведены в таблице 47.

Автоматика управления выключателем (АУВ).

Основные реализуемые функции РЗА в АУВ:

- Трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ).

Автоматическое повторное включение является важнейшим элементом систем релейной защиты и автоматики, предназначенным для быстрого восстановления питания после аварийных отключений. Принцип действия основан на автоматической подаче напряжения на отключенный участок через заданный временной интервал после срабатывания защит. Это позволяет ликвидировать последствия неустойчивых повреждений, возникающих при атмосферных перенапряжениях, схлестывании проводов или кратковременных перекрытиях изоляции.

Современные устройства АПВ классифицируют по нескольким ключевым признакам. По количеству циклов включения различают однократные и многократные системы. По месту установки выделяют линейные, шинные и трансформаторные устройства. В энергосистемах особое внимание уделяется устройствам АПВ с контролем синхронизма, обеспечивающим устойчивость параллельной работы.

Конструктивно современные устройства АПВ выполняются на

микропроцессорной базе с цифровыми интерфейсами связи. Они включают пусковые органы, реагирующие на сигналы защит и положение выключателей, логическую часть, реализующую алгоритм работы, и исполнительные элементы управления приводами выключателей. Особое внимание уделяется системам блокировок, предотвращающим повторное включение на устойчивое короткое замыкание. Современные устройства обладают функциями самодиагностики и ведения журналов событий.

Основным преимуществом АПВ является значительное повышение надежности электроснабжения - практика показывает, что до 90% автоматических повторных включений оказываются успешными. При этом система отличается относительно простой реализацией и высокой экономической эффективностью. Однако следует учитывать ограничения применения - АПВ не используется при повреждениях оборудования, срабатывании газовой защиты или оперативных отключениях персоналом.

Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

Современные устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) представляют собой важнейший элемент системной релейной защиты, предназначенный для обеспечения надежности работы энергообъектов. Эти интеллектуальные системы выполняют критически важную функцию - ликвидацию последствий отказа силовых выключателей при аварийных режимах, предотвращая развитие масштабных аварий в энергосистемах.

Принцип действия УРОВ основан на непрерывном мониторинге состояния защищаемого выключателя и оперативном вмешательстве при обнаружении его отказа. В состав современных устройств входят: высокоточные алгоритмы определения положения контактов, системы контроля цепей управления, а также сложные логические блоки, анализирующие временные параметры срабатывания. Особое внимание уделяется синхронизации с другими элементами релейной защиты, что позволяет создавать комплексные системы безопасности.

Современные устройства поддерживают все основные протоколы цифровых подстанций, включая МЭК 61850, что позволяет интегрировать их в комплексные системы управления.

АУВ на ПС 220 кВ НПС-14 реализован в базе микропроцессорных терминалов ШЭ2607 011 производства ООО НПП «ЭКРА».

Для повышения надежности и бесперебойного обслуживания устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) в рамках политики импортозамещения на ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ Олёкминск предусмотрена установка микропроцессорных терминалов ШЭ2607 011 производства ООО НПП «ЭКРА» в качестве автоматических устройств включения резерва (АУВ).

Устанавливаемые устройства приведены в таблице 47.

В рамках бакалаврской работы будет произведен расчет резервных защит.

Таблица 47 – Устанавливаемые устройства РЗА

Место установки	Наименование ВЛ	Основная защита	Резервная защита	АУВ
ПС 220 кВ НПС-14	ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14	ДЗЛ (БЭ2704 091)	-	БЭ2704 011
ПС 220 кВ Олёкминск		ДЗЛ (БЭ2704 091)	КСЗ (БЭ2704 021)	БЭ2704 011
ПС 220 кВ НПС-15		ДЗЛ (БЭ2704 091)	КСЗ (БЭ2704 021)	БЭ2704 011

9.3 Расчет резервных защит ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14

Дистанционная защита (ДЗ).

Защита выполнена в виде трех ступеней: 1-2 ступень ближнее резервирование, 3 ступень дальнее резервирование.

Расчет первой ступени, Ом.

$$Z_1 = 0,85 \cdot Z_{д}, \quad (100)$$

где Z_L – сопротивление линии.

$$t_1 = 0 \text{ с}$$

Расчет второй ступени, Ом.

Обеспечение чувствительности в конце ВЛ [25].

$$Z_2 = Z_L \cdot 1,25, \quad (101)$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t, \quad (102)$$

где t_1 – время ступени, с которой производится согласование, с.

Расчет третьей ступени, Ом.

Отстройка от нагрузки.

$$Z_{2.2} = \frac{1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot K_B \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (103)$$

где K_B – коэффициент возврата реле (1,05).

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).

Защита выполнена в виде двух ступеней: 1-3 ступень ближнее резервирование, 4 ступень дальнее резервирование. В рамках преддипломной практики были получены замеры токов нулевой последовательности для расчета уставок срабатывания со стороны ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ Олёкминск.

Расчет первой ступени, А.

$$I_{01} = 1,3 \cdot I_{0\text{max}}, \quad (104)$$

где $I_{0\text{max}}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности, кА;

1,3 – коэффициент отстройки.

$$t_1 = 0 \text{ с}$$

Расчет второй ступени, А.

$$I_{02} = \frac{I_0}{1,3}, \quad (105)$$

где I_0 – значение утроенного тока нулевой последовательности в полной схеме, кА.

$$t_2 = t_1 + \Delta t, \quad (106)$$

где t_1 – время ступени, с которой производится согласование, с.

Расчет третьей ступени, А.

$$I_{03} = \frac{I_{0\min}}{1,3}, \quad (107)$$

где $I_{0\min}$ – минимальное значение утроенного тока нулевой последовательности, кА.

$$t_3 = t_2 + \Delta t, \quad (108)$$

где t_2 – время ступени, с которой производится согласование, с.

Расчет четвертой ступени, А.

Уставка четвертой ступени имеет наименьшее значение срабатывания и должна обеспечивать чувствительность в зоне дальнего резервирования, критерий выбора уставки - отстройка от тока небаланса.

Из опыта эксплуатации известно, что данный ток не превышает 10% от номинального тока линии. Уставка срабатывания четвертой ступени должна быть больше или равна данному току.

$$I_{04} = I_{\text{НОМ.ВЛ}} \cdot 0,1, \quad (109)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток линии, кА.

$$t_4 = t_3 + \Delta t, \quad (110)$$

где t_3 – время ступени, с которой производится согласование, с.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{0\text{min}}}{I_{04}}, \quad (111)$$

Максимальная токовая отсечка (МТО).

$$I_{\text{ср}} = 1,2 \cdot I_{\text{кз.макс}}, \quad (112)$$

где $I_{\text{кз.макс}}$ – наибольшее значение периодической составляющей первичного фазного ток, протекающего в месте установки защиты, кА.

$$t = 0 \text{ с}$$

В рамках преддипломной практики были получены замеры фазных токов для расчета уставок срабатывания со стороны ПС 220 кВ НПС-15 и ПС 220 кВ Олёкминск.

Результаты расчета сведены в таблицах 48-49.

Таблица 48 – Результаты расчета ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14 со стороны ПС 220 кВ НПС-15

ПС 220 кВ НПС-15	
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14	
Дистанционная защита (ДЗ)	
Расчетные параметры	Уставка
1	2
$Z_1, \text{ Ом}$	53,38
$t_1, \text{ с}$	0
$Z_2, \text{ Ом}$	78,5
$t_2, \text{ с}$	1,2

2	3
$K_{\text{ч}}$	1,25
$Z_3, \text{Ом}$	531
$t_3, \text{с}$	3
$K_{\text{ч}}$	$\geq 1,2$
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	
Расчетные параметры	Уставка
$I_{01}, \text{А}$	900
$t_1, \text{с}$	0
$I_{02}, \text{А}$	500
$t_2, \text{с}$	1,8
$I_{03}, \text{А}$	250
$t_3, \text{с}$	2,5
$I_{04}, \text{А}$	60
$t_4, \text{с}$	4
$K_{\text{ч}}$	1,2
Максимальная токовая отсечка (МТО)	
Расчетные параметры	Уставка
$I_{\text{ср}}, \text{А}$	2099
$t, \text{с}$	0

Таблица 49 – Результаты расчета ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14 со стороны ПС 220 кВ Олёкминск

ПС 220 кВ Олёкминск	
ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14	
Дистанционная защита (ДЗ)	
Расчетные параметры	Уставка
1	2
$Z_1, \text{Ом}$	53,38
$t_1, \text{с}$	0
$Z_2, \text{Ом}$	78,5
$t_2, \text{с}$	1,4
$K_{\text{ч}}$	1,2
$Z_3, \text{Ом}$	531
$t_3, \text{с}$	2,4
$K_{\text{ч}}$	$\geq 1,2$

1	2
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	
Расчетные параметры	Уставка
I_{01}, A	700
t_1, c	0
I_{02}, A	500
t_2, c	1,2
I_{03}, A	160
t_3, c	2,4
I_{04}, A	60
t_4, c	3,5
$K_{\text{ч}}$	1,2
Максимальная токовая отсечка (МТО)	
Расчетные параметры	Уставка
$I_{\text{ср}}, A$	2500
t, c	0

9.4 Расчет основных защит ВЛ 220 кВ

На рисунке 22 представлена характеристика срабатывания ДЗТ.

Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

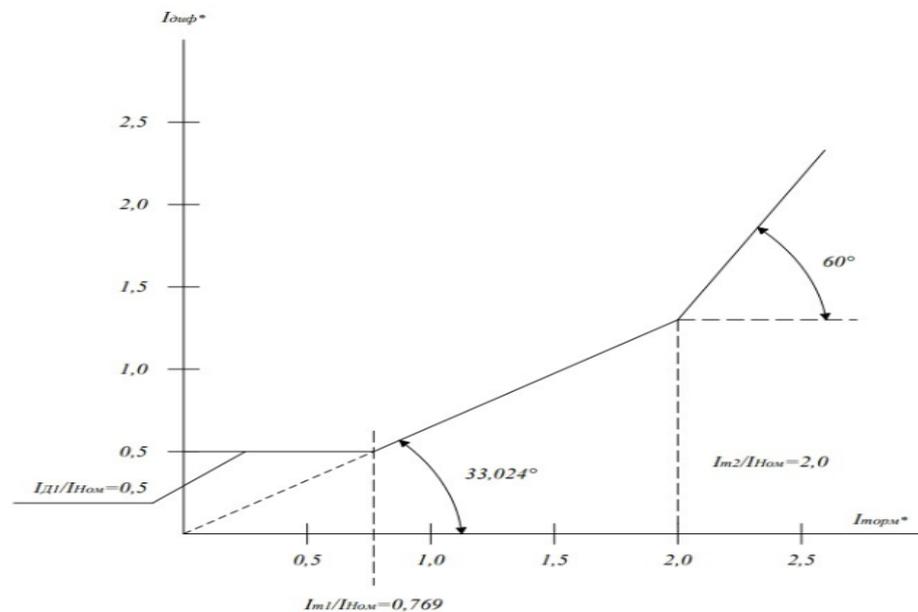


Рисунок 22 – Схема замещения для расчета однофазных токов КЗ

Необходимо произвести выбор следующих параметров:

– Величину базисного тока I_B ;

- Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты $I_{Д0}$;
- Коэффициенты торможения K_1 , K_2 и точку начала торможения I_{S2} для второго участка.

Для обоих полуккомплектов ДЗЛ, защищающих линию, должны выбираться одинаковые уставки.

Базисный ток задается в первичных величинах и может быть выбран равным первичному номинальному току ТТ, либо максимальному нагрузочному току. В устройствах ДЗЛ вторичный базисный ток рассчитывается автоматически, исходя из заданных уставок «первичная» и «вторичная» величина датчика аналогового входа в каждом терминале. Примем базисный ток равный 600 А.

Уставку по начальному току срабатывания ДЗЛ $I_{Д0}$ выбирают по обеспечению отстройки от небалансов в дифференциальном токе в режиме протекания по линии максимально возможных токов нагрузки, А.

$$I_{Д0} = \frac{I_{НБ} \cdot K_{отс}}{K_B}, \quad (113)$$

$$I_{Д0} = \frac{60 \cdot 1,5}{0,95} = 94,7$$

В таблицах 50-52 приведены результаты расчета основной защиты.

Таблица 50 – Результаты расчета ДЗЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёмминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14

ПС 220 кВ НПС-15	
Расчетные параметры	Наименование ВЛ
	ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёмминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14
1	2
I_B , А	300
$I_{Д0}$, А	94,7
K_1 , о.е.	0,5
K_2 , о.е.	0,75
I_{S2} , о.е.	2

Таблица 51 – Результаты расчета ДЗЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14

ПС 220 кВ Олёкминск	
Расчетные параметры	Наименование ВЛ
	ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14
1	2
I_B, A	300
$I_{до}, A$	94,7
$K_1, o.e.$	0,5
$K_2, o.e.$	0,75
$I_{S2}, o.e.$	2

Таблица 52 – Результаты расчета ДЗЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14

ПС 220 кВ НПС-14	
Расчетные параметры	Наименование ВЛ
	ВЛ 220 кВ НПС-15 - Олёкминск № 1(2) с отпайкой на ПС НПС-14
1	2
I_B, A	300
$I_{до}, A$	94,7
$K_1, o.e.$	0,5
$K_2, o.e.$	0,75
$I_{S2}, o.e.$	2

9.5 Защита 2х-обмоточного трансформатора

В качестве основного средства релейной защиты силового трансформатора рассматривалось современное микропроцессорное устройство ЭКРА БЭ2704 048, представляющее собой многофункциональный защитный терминал нового поколения. Данное устройство обеспечивает комплексную защиту 2х-обмоточного трансформатора, сочетая высокое быстродействие с исключительной селективностью срабатывания.

9.6 Расчет параметров срабатывания защиты

Выполним расчет параметров срабатывания РЗА для трансформатора типа ТДН-40000/220/10 УХЛ1. Исходные параметры приведены в таблице 53.

Таблица 53 – Исходные данные

Наименование параметра	Значение
Схема соединения	Y0/D-11
Номинальная мощность, МВА	40
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	220
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора.

Рабочие номинальные токи каждой стороны, А:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (114)$$

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312,1 \text{ А}$$

Рабочие токи, протекающие в ТТ, А:

$$I_{\text{раб.макс.ВН}} = \frac{105,1}{\frac{200}{1}} = 0,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.НН}} = \frac{2312,1}{\frac{2000}{1}} = 1,1 \text{ А}$$

Произведем проверку обеспечения цифрового выравнивания:

$$0,1 < \frac{I_{\text{раб.макс.ВТ}}}{I_{\text{НОМ.t}}} < 4, \quad (115)$$

где $I_{\text{раб.макс.вт}}$ – первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу, А;

$I_{\text{ном.t}}$ – номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства, А.

Для стороны ВН:

$$0,1 < 0,5 < 4$$

Для стороны НН:

$$0,1 < 1,1 < 4$$

Цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

Параметры УРЗА:

Номинальные напряжения сторон задаются в соответствии с исходными данными защищаемого трансформатора, т.е. равными соответственно:

$$U_{\text{номВН}} = 220 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{номНН}} = 10 \text{ кВ}$$

Номинальные токи обмоток ВН, НН равны соответственно:

$$I_{\text{номВН}} = 105,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{номНН}} = 2312,1 \text{ А}$$

Схемы соединения обмоток трансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, НН задаются следующими:

$U_{\text{В}}$ – звезда;

$U_{\text{С}}$ – звезда;

$U_{\text{Н}}$ – звезда.

В таблице 54 приведен перечень параметров, которые задаются в устройстве.

Таблица 54 – Перечень параметров УРЗА

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Выбранное значение
1	2	3	4	5
$U_{\text{номВН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	220
$U_{\text{номНН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	10

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4	5
$I_{\text{номВН}}$	А	1-99999	1	105,1
$I_{\text{номНН}}$	А	1-99999	1	2312,1
U_B	-	Звезда Треугольник	-	Звезда
U_C	-	Звезда Треугольник	-	Звезда
U_H	-	Звезда Треугольник	-	Звезда

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Параметр K_1 , определяющий тормозной ток принимается равным 1,15.

Начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора при малых сквозных токах по выражению, А:

$$I_{\text{dmin}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot K_1, \quad (116)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб.расч}}$ – расчетный коэффициент небаланса.

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{ТТ}} + \varepsilon_{\text{ПТТ}})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2)}, \quad (117)$$

где $K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5;

$\varepsilon_{\text{ТТ}}$ – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, принимается равная 0,1;

$\varepsilon_{\text{ПТТ}}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ, принимается равная 0, так как ПТТ не используются;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов равна 0,03;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, %.

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})})}{100\%}, \quad (118)$$

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(-12\%; 12\%)}{100\%} = 0,12\%$$

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,23$$

$$I_{\text{dmin}} = 1,2 \cdot 0,23 \cdot 1,15 = 0,31 \text{ А}$$

Полученное значение параметра срабатывания $I_{\text{dmin}} = 0,31 \text{ А}$ больше минимального рекомендуемого значения 0,20 А. Параметр срабатывания I_{dmin} принимается равным 0,31 А.

Параметр K_2 , определяющий тормозной ток принимается равным 2.

Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики рассчитывается по выражению, %:

$$S_2 \geq \frac{(I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{dmin}}) \cdot 100\%}{K_2 - K_1}, \quad (119)$$

где $I_{\text{диф.расч}}$ – расчетный дифференциальный ток, А.

$$I_{\text{диф.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot K'_{\text{нб.расч}} \cdot K_2, \quad (120)$$

где $K_{отс} = 1,1$;

$$K''_{пер} = 2,5.$$

$$K'_{нб,расч} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03)) + (0,12 + 0,03)^2} = 0,32$$

$$I_{диф,расч} = 1,1 \cdot 0,32 \cdot 2 = 0,71 \text{ А}$$

$$S_2 \geq \frac{(0,71 - 0,32) \cdot 100\%}{2 - 1,15} = 45,8\%.$$

Параметр S_2 принимается равным 46 %.

Параметр S_3 , определяющий коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики принимается равным 50 %.

При этом коэффициент чувствительности равен:

$$K_{ч} = \frac{I_{диф,расч}}{I_{dmin}} = \frac{0,71}{0,31} = 2,29 \geq 2 \quad (121)$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\frac{I_{dmin}}{K_1} = \frac{0,31}{1,15} = 0,27 \geq 0,5$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre} выполним с учетом двух условий:

- Обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- Обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению, А:

$$I_{dUnre} = K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.макс}' , \quad (122)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб(1)} = 0,65$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем повреждении.

$$I_{кз.макс}' = \frac{I_{кз.макс}}{I_{ном.опор}} , \quad (123)$$

$$I_{кз.макс}' = \frac{1357}{105,1} = 12,9.$$

где $I_{кз.макс}'$ – относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ, А;

$I_{кз.макс}$ – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах ВН, приведенный к опорной стороне, А;

$I_{ном.опор}$ – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора, А.

$$I_{dUnre} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 12,9 = 10,06 \text{ A}$$

Параметр срабатывания принимается равным $I_{dUnre} = 17$.

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 55.

Таблица 55 – Параметры дифференциальной защиты трансформатора

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Рассчитанное значение
K_1	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	0,2-1,5	0,01	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	0,1-0,6	0,01	0,31
K_2	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	1-10	0,01	2
S_2	%	10-50	0,1	46
S_3	%	30-100	0,1	50
I_{dUnre}	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	1-50	0,01	10

9.7 Газовая защита трансформатора

Газовая защита представляет собой один из наиболее эффективных и чувствительных способов обнаружения внутренних повреждений в маслонаполненных трансформаторах и автотрансформаторах. Ее работа основана на регистрации газовых выделений, возникающих при разложении трансформаторного масла и твердой изоляции вследствие локальных перегревов или электрических дефектов.

Установка газовой защиты является обязательной для:

- Трансформаторов и автотрансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше;
- Трансформаторов мощностью 1–4 МВА, не оснащенных быстродействующей дифференциальной защитой.

Принцип действия и реагирующие повреждения
Любые внутренние неисправности, включая:

- Межвитковые замыкания;
- Локальные перегревы магнитопровода;

- Неисправности переключающих устройств РПН;
- Нарушение изоляции, приводят к термическому разложению масла с образованием газовой смеси, что фиксируется газовым реле.

Двухступенчатый принцип работы.

1. Первая ступень (предупредительная) – активируется при:

- Медленном выделении газов;
- Незначительном снижении уровня масла.

Действует на сигнал с выдержкой времени.

2. Вторая ступень (аварийная) – срабатывает при:

- Интенсивном газообразовании;
- Резком падении уровня масла;
- Ударном потоке масла (например, при внутреннем КЗ).

Обеспечивает мгновенное отключение трансформатора без временной задержки.

Преимущества и особенности.

- Высокая чувствительность к начальным стадиям повреждений;
- Универсальность – реагирует на дефекты, не обнаруживаемые другими видами защит;
- Независимость от внешних факторов (токов КЗ, режима нейтрали).

Газовая защита остается неотъемлемым элементом релейной защиты мощных трансформаторов, обеспечивая раннее выявление опасных состояний и предотвращение развития аварий.

9.8 Защита от перегрузки трансформатора

В эксплуатационной практике силовые трансформаторы преимущественно подвергаются симметричным перегрузкам, что обуславливает применение максимальной токовой защиты, контролирующей фазные токи. Данный вид защиты реализуется через релейные элементы, подключенные к трансформаторам тока всех обмоток защищаемого оборудования.

Особенностью функционирования такой защиты является дифференцированный подход в зависимости от типа подстанции:

– На обслуживаемых подстанциях срабатывание происходит с выдержкой времени на сигнализацию;

– На необслуживаемых объектах предусматривается автоматическая разгрузка или полное отключение трансформатора.

Расчет параметров срабатывания выполняется в первичных величинах, приведенных к соответствующей стороне трансформатора. Первичный ток срабатывания определяется с учетом номинального тока обмотки и коэффициентов отстройки (1,05-1,1) и коэффициента возврата реле.

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора, А:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}, \quad (124)$$

где $K_{отс}=1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_B=0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{ном}$ – первичный номинальный ток обмотки трансформатора с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита.

Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

Для высокой и низкой сторон:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,9} 105,1 = 123 \text{ А},$$

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,9} 2312,1 = 2705,1 \text{ А},$$

Соответствующие им токи вторичных цепей ТТ для высокой, средней и низкой стороны напряжения соответственно равны:

$$I_{3.ВН} = \frac{123}{\frac{200}{1}} = 0,62 \text{ А,}$$

$$I_{3.НН} = \frac{2705,1}{\frac{2000}{1}} = 1,35 \text{ А.}$$

В данном разделе проведены расчеты параметров микропроцессорной дифференциальной защиты для силового трансформатора ТДН-40000/220/10 УХЛ1 на базе терминала ЭКРА. Для газовой защиты трансформатора выбрано современное газовое реле ВФ 80/Q, обеспечивающее двухступенчатый принцип работы. Все расчеты выполнены в соответствии с действующими нормативными документами и рекомендациями производителей защитного оборудования. Полученные значения уставок гарантируют надежное функционирование защит при различных аварийных режимах работы трансформатора.

10 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОСТРУКЦИИ

10.1 Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ рассчитываются по формуле:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t + I_t - K_{ост}) \cdot (1 + E_{нд})^{-t}, \quad (125)$$

где K_t – капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году ($0 \leq t \leq t_{расч}$);

I_t – издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{ост}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции);

$E_{нд}$ – норма дисконтирования.

Подробный расчет дисконтированных затрат на протяжении 20 лет приведен в приложении В.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств [10]:

$$\Delta_t = O_{pt} - I_t - N_t - K_t, \quad (126)$$

где O_{pt} – годовая выручка;

I_t – годовые расходы;

N_t – налог на прибыль организации;

K_t – величина инвестиций в год.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.т} + I_{м.т} - K_t + K_{лик.t}, \quad (127)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (128)$$

где T_p – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

E – норматив дисконтирования (для энергетических инвестиционных проектов принимают 0,13 о.е.).

Экономически эффективные проекты обладают положительным ЧДД

По данным Федеральной налоговой службы ставка налога на прибыль для юридических лиц составляет 25 %. Объектом налогообложения являются доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов. Налог на прибыль будет рассчитывать следующим образом:

$$H_t = 0,25 \cdot (O_{pt} - I_t), \quad (129)$$

Срок реконструкции составляет 3 года. Капитальные вложения распределяются по годам строительства следующим образом:

1 год – 20 %;

2 год – 50 %;

3 год – 30 %.

Результаты расчета представлены на рисунке 23, подробный расчет приведен в приложении В.

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 3 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

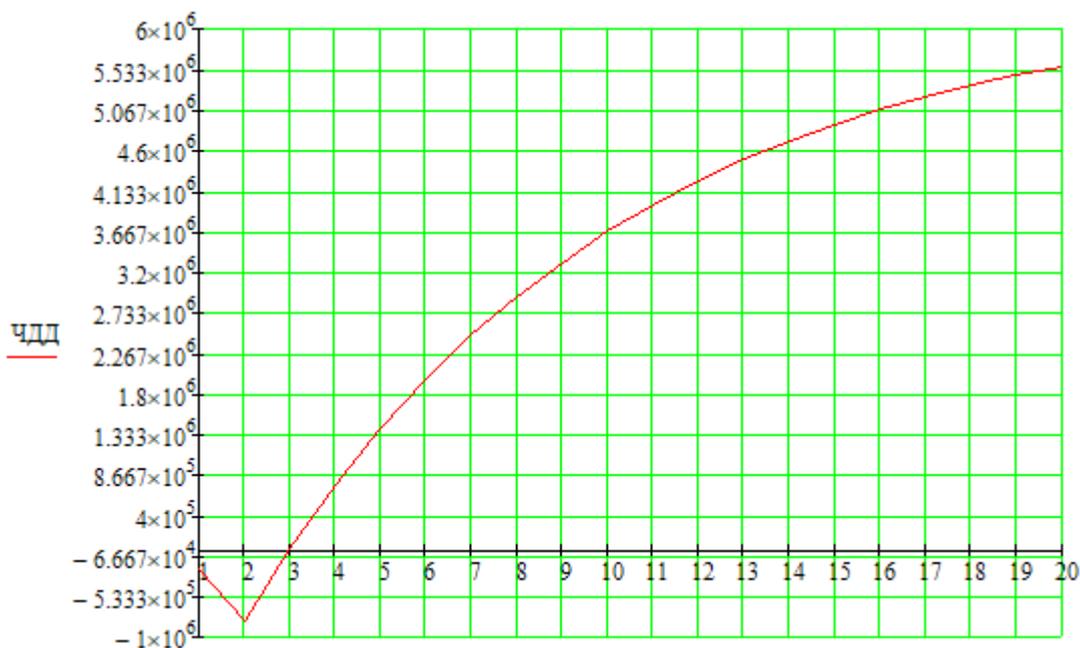


Рисунок 23 – Жизненный цикл варианта реконструкции № 3

10.2 Простой срок окупаемости

Срок окупаемости является ключевым показателем оценки инвестиционной привлекательности проекта и определяется по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{P_{ч} + I_A}, \quad (130)$$

где K – капитальные вложения;

I_A – амортизационные отчисления;

$P_{ч}$ – чистая прибыль.

$$P_{ч} = O - I - H, \quad (131)$$

где O – доход от полезного отпуска электроэнергии;

I – суммарные издержки;

H – налог на прибыль, для юридическим лиц с 2025 года составляет 25 %.

Для определения себестоимости воспользуемся формулой:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (132)$$

где W_{Σ} – электроэнергия, полученная потребителем за год, МВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{cpi}^L \cdot T_L, \quad (133)$$

Вычисляем себестоимость:

$$C = 2,8 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Подробный расчет представлен в приложении В.

10.3 Выводы

Все рассмотренные варианты близки по технико-экономическим показателям. Срок окупаемости для вариантов № 1, 2, 3 составит менее 3 лет. Все варианты является экономически эффективными, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$. Рентабельность вариантов № 1, 2 проекта составляет 95,818 % начиная с третьего года расчётного двадцатилетнего периода, а для варианта № 3 – 97,21 %. Такой высокий показатель обусловлен низкими капитальными затратами.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Обеспечение безопасности при проведении ремонтных и монтажных работ на воздушных линиях электропередачи

В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ НПС-14, возможны характерные повреждения, включая обрывы проводов и их механическую деформацию, возникающие под воздействием динамических нагрузок при коротких замыканиях. В связи с этим особое значение приобретает строгое соблюдение норм и правил техники безопасности при выполнении монтажных и ремонтных работ.

На участках производства работ, представляющих потенциальную опасность для персонала и посторонних лиц, в обязательном порядке должны быть организованы соответствующие защитные мероприятия. К числу таких мероприятий относятся установка предупредительных знаков и ограждающих конструкций, назначение ответственных лиц, осуществляющих постоянный контроль за соблюдением режима безопасности, а также обеспечение достаточного уровня освещенности рабочих зон в темное время суток. Особое внимание следует уделять работам в непосредственной близости от токоведущих элементов действующих воздушных линий, которые должны выполняться исключительно после полного снятия напряжения с ремонтируемого участка.

Технологический процесс монтажа и ремонта воздушных линий электропередачи сопряжен с необходимостью выполнения работ на значительной высоте, что предполагает использование специального подъемного оборудования, грузоподъемных механизмов и такелажных приспособлений. Данные условия создают повышенный риск возникновения производственного травматизма, включая падения с высоты, механические повреждения, а также поражение электрическим током вследствие воздействия наведенного напряжения или грозových разрядов. В этой связи особые

требования предъявляются к организации подъема и спуска опорных конструкций с применением кранового оборудования, при этом персонал, задействованный в данных операциях, должен в обязательном порядке владеть системой сигналов, регламентирующих перемещение.

При выполнении высотных работ категорически запрещается нахождение персонала в зоне возможного падения грузов, включая пространство под поднимаемыми опорами, люльками подъемников или корзинами автовышек. Технология подъема тяжелого оборудования на опоры предусматривает обязательное использование блоков с оттяжками, при этом рабочий, осуществляющий подъем, должен занимать положение вне траектории перемещаемого груза. Для защиты рук при раскатке проводов необходимо применение брезентовых рукавиц. В целях обеспечения электробезопасности смонтированные участки воздушных линий протяженностью более 3 километров подлежат обязательному заземлению и закорачиванию для нейтрализации опасного воздействия наведенного напряжения.

11.2 Безопасность при ремонте и монтаже силового оборудования на ПС 220 кВ НПС-14

Перед началом электромонтажных работ строительная часть распределительного устройства подлежит приемке по акту, удостоверяющему ее соответствие проектной документации и техническую готовность к дальнейшему монтажу.

Все металлоконструкции, включая железобетонные и металлические опоры, а также спуски и шлейфы воздушных линий электропередачи, должны быть заземлены в соответствии с нормами ГОСТ 12.1.030-81 и требованиями Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок. На территории открытого распределительного устройства (ОРУ) в обязательном порядке предусматривается монтаж стационарных заземляющих устройств, систем молниезащиты и системы рабочего освещения.

При производстве высотных работ в пределах ОРУ необходимо выполнять ограждение опасных зон, либо организацию постоянного контроля со стороны

ответственного руководителя работ. Устанавливаемое электрооборудование должно в полной мере соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75.

Особое внимание следует уделять правилам строповки: категорически запрещается крепление грузозахватных приспособлений к элементам конструкций, не рассчитанным на строповые нагрузки, а также применение непредусмотренных проектом крепежных материалов.

При выполнении такелажных операций с приводами выключателей запрещается удерживать оборудование за маховики или рукоятки управления. Монтаж разъединителей должен производиться с применением технологических мер, исключающих самопроизвольное перемещение ножевых контактов.

В процессе бетонирования конструкций не допускается демонтаж поддерживающих элементов до достижения цементным раствором проектной прочности. На всех этапах монтажа запрещается оставлять инструмент и незакрепленные детали на несущих каркасах щитов и других строительных конструкциях.

При установке трансформаторов тока в обязательном порядке осуществляется короткое замыкание и заземление неиспользуемых вторичных обмоток в соответствии с требованиями электробезопасности [26].

11.3 Экологичность

11.3.1 Защита от загрязнений трансформаторным маслом

В рамках проектных решений по экологической безопасности предусмотрена комплексная система защиты от возможных аварийных ситуаций с маслонаполненным оборудованием. Основными элементами данной системы являются маслоприемники, масляные отводы и маслосборники [27]. Данные конструкции предусмотрены и используются для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице — в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 (7 ред.) [28].

Рассматриваемая система обеспечивает эффективный сбор и отвод 50% объема масла и всего объема пожарных вод в течение 15 минут, предотвращая растекание жидкостей и минимизируя риск загрязнения почвы. Для реализации этой функции проектом предусмотрена сеть закрытых масляных отводов из асбоцементных труб диаметром 300 мм, с заменой на чугунные трубы аналогичного диаметра на участках пересечения с автодорогами.

Приемный маслосборник имеет достаточную емкость для аккумуляции полного объема масла из наиболее крупного трансформатора и вод от системы пожаротушения.

Воздействие электроустановок на окружающую среду характеризуется комплексом факторов, среди которых особое значение имеет влияние электромагнитных полей. Их воздействие на биологические организмы проявляется в нескольких аспектах:

Прямое биологическое воздействие выражается в изменении физиологических показателей человека при длительном нахождении в зоне действия электрического поля. Наблюдаемые эффекты включают изменения артериального давления, нарушения сердечного ритма, повышение нервной возбудимости и ускоренное наступление утомления. Интенсивность воздействия находится в прямой зависимости от напряженности поля и продолжительности.

Косвенные эффекты связаны с возникновением электрических разрядов при контакте человека с заземленными или изолированными конструкциями, находящимися под влиянием наведенных потенциалов. Данное явление обусловлено особенностями распределения электромагнитного поля в пространстве.

Сопутствующие воздействия включают генерацию акустического шума и радиопомех, возникающих вследствие коронных разрядов на элементах воздушных линий. Уровень данных явлений определяется совокупностью факторов: геометрическими параметрами проводов, метеоусловиями и состоянием их поверхности. В российской нормативной практике уровень акустического шума от ВЛ не регламентируется, однако для снижения

радиопомех в охранных зонах применяются специальные меры по ограничению напряженности поля на поверхности проводов [29].

Указанные факторы обуславливают необходимость установления специальных режимов труда персонала и ограничений на пребывание населения в охранных зонах воздушных линий электропередачи, границы которых определяются нормативными документами.

11.4 Расчет маслоприемника

Для реконструируемой ПС 220 кВ НПС-14 проведем расчет размеров маслоприемника для 2х обмоточного трансформатора ТДН-40000/220/10 УХЛ1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 56 [30].

Таблица 56 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДН-40000/220/10 УХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
28,150	8,4	4,82	6,8

1. Маслоприемники под трансформаторы с объемом масла свыше 20 тонн выполняются с отводом масла. Габариты маслоприемника изображены на рисунке 24.

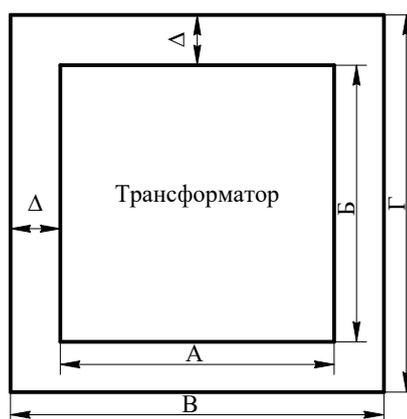


Рисунок 24 – Габариты маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \tag{134}$$

где B – длина маслоприемника, м;
 A – длина трансформатора ($A=8,4$ м);
 Δ – выступ за габариты трансформатора, $\Delta = 1,5$ м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.) [31].

$$B = 8,4 + 2 \cdot 1,5 = 11,4 \text{ м}$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta, \tag{135}$$

где Γ – ширина маслоприемника, м;
 B – ширина трансформатора ($B=4,82$ м).

$$\Gamma = 4,82 + 2 \cdot 1,5 = 7,82 \text{ м}$$

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \tag{136}$$

где $S_{МП}$ – площадь маслоприемника, м².

$$S_{МП} = 11,4 \cdot 7,82 = 89,15 \text{ м}^2$$

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \tag{137}$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла, м³;

M_{TM} – масса трансформаторного масла, т;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³.

$$\rho_{TM} = 880 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{TM} = \frac{28150}{880} = 31,99 \text{ м}^3$$

$$V_{МП(TM)} = V_{TM} = 31,99 \text{ м}^3$$

3. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. На рисунке 25 изображена конструкция маслоприемника с отводом масла.

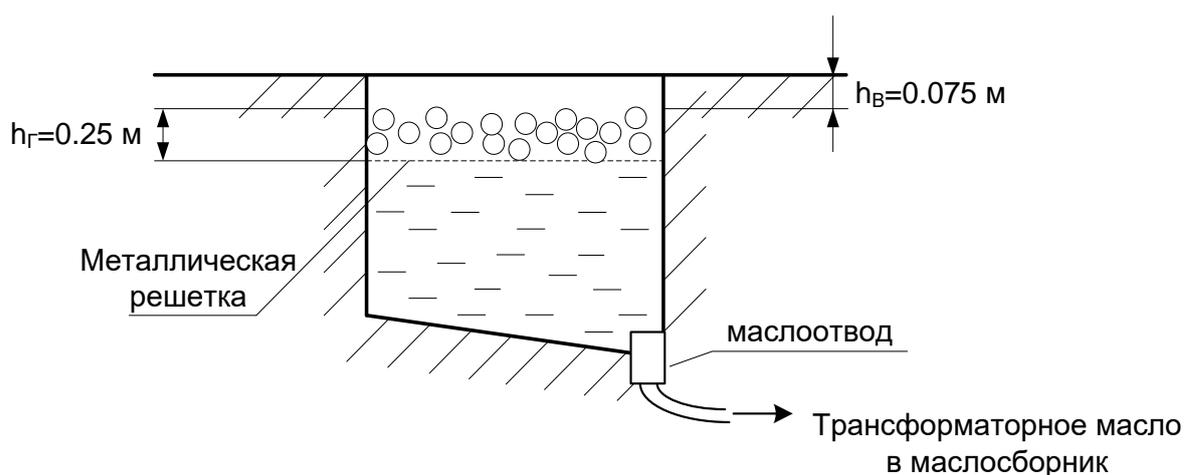


Рисунок 25 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{\Gamma} + h_B = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_{\Gamma} + h_B, \quad (138)$$

где $h_{МП}$ – глубина маслоприемника, м;

h_{Γ} – толщина щебня, м;

h_B – воздушный зазор, м.

$$h_{МП} = \frac{31,99}{89,15} + 0,25 + 0,075 = 0,68 \text{ м}$$

Через масляный отвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

4. Рассчитаем объем маслосборника

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3 \quad (139)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (8,4 + 4,82) \cdot 6,8 = 179,79 \text{ м}^2 \quad (140)$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (89,15 + 179,79) = 96818 \text{ л} = 96,818 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3 \quad (141)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 31,99 + 0,8 \cdot 96,818 = 109,44 \text{ м}^3$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 11,8 м; ширина – 8,35 м; площадь – 89,15 м²; объем масла – 31,99 м³; глубина – 0,68 м; объем маслосборника - 109,44 м³.

11.5 Чрезвычайные ситуации

Проблема пожарной безопасности на подстанциях требует особого внимания при разработке мероприятий по тушению возгораний и организации аварийно-спасательных работ в условиях действующих электроустановок. Нормативные требования в этой сфере формируют основу для создания специализированных инструкций по охране труда, которые разрабатываются с учетом особенностей конкретного энергообъекта.

Организация противопожарной защиты на энергообъектах включает комплексный анализ специфических рисков возгорания, разработку алгоритмов действий при различных аварийных сценариях, системное обучение персонала мерам пожарной безопасности, четкую регламентацию использования защитных средств, а также налаженное взаимодействие с профессиональными аварийными службами. Все эти меры направлены на эффективное снижение профессиональных рисков, характерных для работы в условиях электроустановок под напряжением.

11.5.1 Основные требования

Проведение аварийно-спасательных работ и тушение пожаров на электроустановках требует строгого соблюдения специальных мер безопасности. Основным условием является обязательное обесточивание оборудования, за исключением устройств напряжением до 0,4 кВ, где снятие напряжения может привести к нарушению управления энергосистемой. Процедура отключения и заземления токоведущих частей выполняется квалифицированным персоналом эксплуатирующей организации или оперативными работниками, при этом для оборудования выше 0,38 кВ необходимо получение письменного разрешения на проведение тушения.

Особые требования предъявляются к организации тушения электроустановок, остающихся под напряжением. При работе с оборудованием до 0,38 кВ решение об отключении принимает руководитель тушения пожара на основании оценки рисков для персонала и возможного распространения огня. Разрешение на резку проводов под фазным напряжением до 220 В выдается

только при невозможности их обесточивания и при условии дополнительного укрепления опор и обозначения опасных зон.

Для электроустановок напряжением до 10 кВ (на особо важных объектах) допускается тушение под напряжением исключительно в случаях, когда обесточивание технически невозможно, что должно быть документально подтверждено эксплуатирующей организацией. При этом обязательно наличие письменного разрешения и проведение целевого инструктажа для всех участников тушения.

Технология пожаротушения до 0,4 кВ электроустановок имеет специфические особенности:

- Применение только распыленных водяных струй с расстояния не менее 5 метров;
- Обязательное заземление пожарной техники и оборудования;
- Использование персоналом средств индивидуальной защиты (диэлектрические перчатки и боты);
- Запрет на применение компактных струй, морской воды и различных химических добавок.

Персонал пожарных подразделений проходит регулярную подготовку, включающую ежегодные инструктажи и практические занятия на специализированных полигонах, где отрабатываются действия в различных сценариях возгораний электроустановок. Все оперативные решения по расстановке сил и средств, выбору безопасных расстояний и тактике тушения фиксируются в планах пожаротушения.

Прибыв на место пожара, личный состав пожарных подразделений в первую очередь осуществляет оценку обстановки и определяет оптимальную расстановку сил и средств с учетом особенностей горящего электрооборудования. Обязательным требованием является выполнение мероприятий по обеспечению электробезопасности, включающих заземление применяемого пожарного оборудования и техники. Параллельно организуется

прокладка рукавных линий для подачи огнетушащих веществ с соблюдением установленных нормативов безопасных расстояний.

После полной ликвидации очага возгорания производятся завершающие мероприятия, предусматривающие демонтаж временных заземляющих устройств и организованный отвод личного состава с места пожара. Все действия выполняются в строгой последовательности, регламентированной соответствующими нормативными документами, что обеспечивает безопасность участников тушения и предотвращает возможность возникновения электротравм.

Особое внимание уделяется соблюдению мер предосторожности на всех этапах работ, начиная от первоначального развертывания до окончательного вывода сил с места происшествия. Комплексный подход к организации пожаротушения на энергообъектах позволяет эффективно сочетать оперативность проведения аварийно-спасательных работ с безусловным обеспечением требований электробезопасности [32].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы было выполнено повышение надёжности электроснабжения НПС-14, 15, 16 в Республике (Саха) Якутия.

Выполнено расчет и прогноз существующих и перспективных (на 2030 год) электрических нагрузок прилегающих подстанций.

Составлены три варианта реконструкции электрической сети, был проведён технико-экономический расчет вариантов, по результатам которого наиболее оптимальным оказался вариант № 3 с реконструкцией ПС 220 кВ НПС-14 с образованием схемы «Два блока трансформатор-линия с автоматизированной ремонтной перемычкой», с реконструкцией ПС 220 кВ НПС-15 с образованием схемы РУ № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин».

Для выбранного варианта были рассчитаны токи короткого замыкания, по результатам которых проведен выбор трансформаторного оборудования, ОРУ и иного основного электрического оборудования, а также и разработана система релейной защиты и автоматики на ПС 220 кВ НПС-14.

С учётом конструктивных особенностей устанавливаемого оборудования спроектированы молниезащиты линии и ПС, а также система заземления.

Для выбранного варианта рассчитаны установившиеся электроэнергетические 2030 года, по результатам которых подтверждена достаточность разработанных технических решений.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в части защиты окружающей среды на проектируемом объекте.

С точки экономической точки зрения разработанный проект по экономически целесообразным, и имеет низкий срок окупаемости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Саха Якутия. Большая российская энциклопедия - электронная версия [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://old.bigenc.ru/geography/text/5753444>.
2. Материалы преддипломной практики.
3. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.
4. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
5. Обосновывающие материалы к СиПР ЭЭС России [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://so-ups.ru/future-planning/sipr-ees>.
6. ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению»
7. Электротехнический справочник. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] / Электрон. текстовые данные. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.– Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/33158.html>. – ЭБС «IPRbooks».
8. Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
9. Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию».

10. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.
11. Калькуляторы уровня инфляции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы>.
12. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. - М.: Высш. шк., 2012. - 256 с.
13. Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Центрмаг», 2023. – 464 с.
14. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
15. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
16. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.
17. Баксовые выключатели ВЭБ-УЭТМ®-220 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vebuetm220/> – 15.04.2025.
18. Разъединители серии РГ [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://contact-nsk.ru/catalog/naruzhnoy-ustanovki-35-500-kv/razediniteli-serii-rg-na-napryazhenie-110-150-i-220-kv/?ysclid=mbnf9v77ag446996157> – 15.04.2025.
19. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ-220 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm220/> – 15.04.2025.
20. Техническая информация о трансформаторах напряжения [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10_re_pc.pdf – 15.04.2025.
21. ОПН [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://energozaschita.su/produkty/ogranichiteli_perenapryazheniy/opn_220kv/ograni

chitel_perenapryazheniy_opn_p_220_172_10_550_ukhl1/?ysclid=mbnfh0gcw2216395875 – 15.04.2025.

22. Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 N 100 (ред. от 15.01.2024) "Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики" [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_320352/ – 01.05.2025.

23. Энергетическая Компания Реле и Автоматики [Электронный ресурс]. URL: <https://ekra.ru/>.

24. Минэнерго России: Приказ от 13.02.2019 г. №101 "Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_323625/ – 01.05.2025.

25. Приказ Минэнерго России от 10.07.2020 N 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 80, от 13 февраля 2019 г. N 100, от 13 февраля 2019 г. N 101» [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366032/ – 10.05.2025.

26. РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ», 2002 – 56 с.

27. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)».

28. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

29. Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.

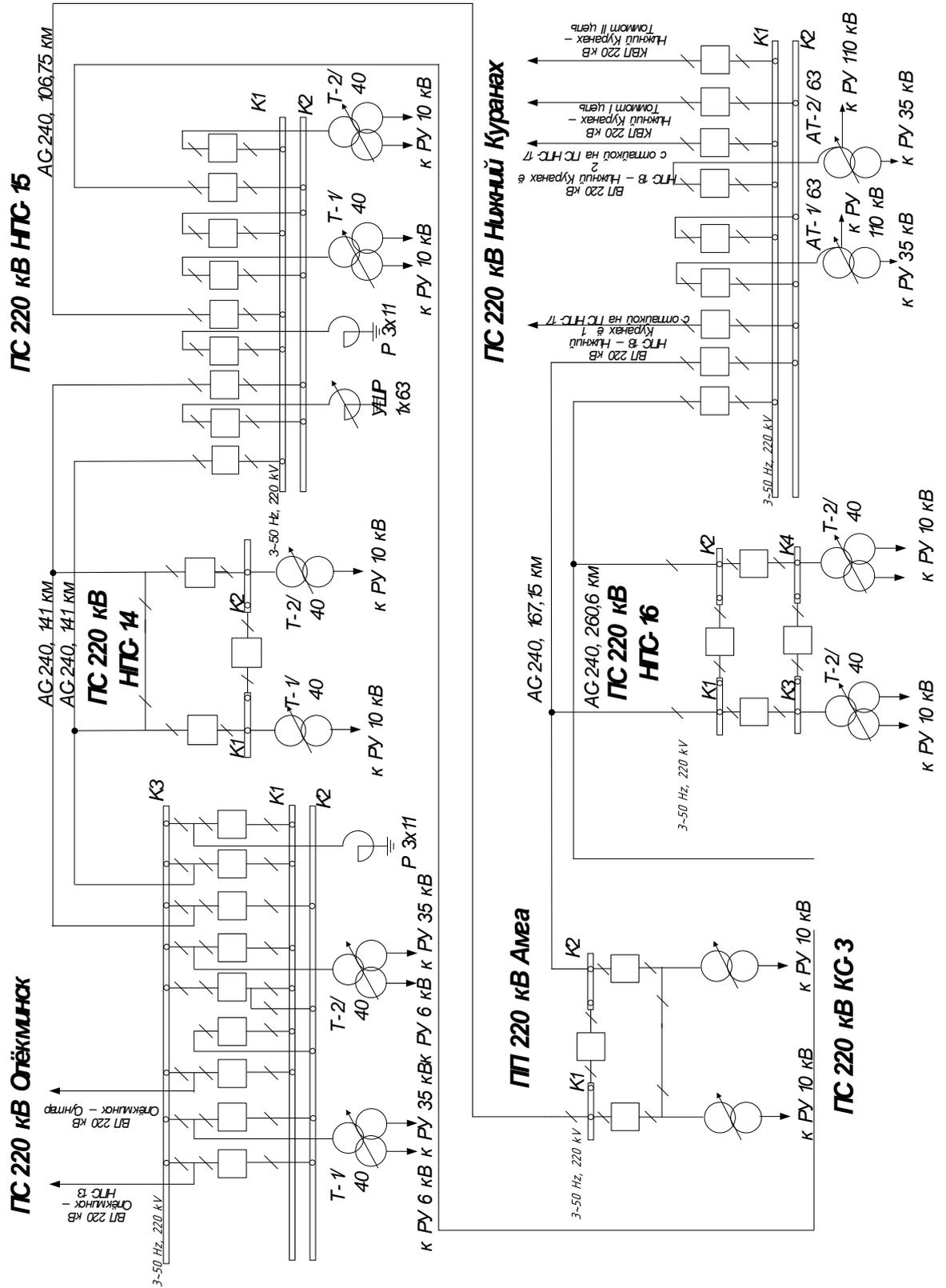
30. Масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <https://lider-energo.ru/> – 11.05.2025.

31. Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Центрмаг», 2023. – 464 с.

32. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N 881н «Об утверждении Правил по охране труда в подразделениях пожарной охраны» (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61779).

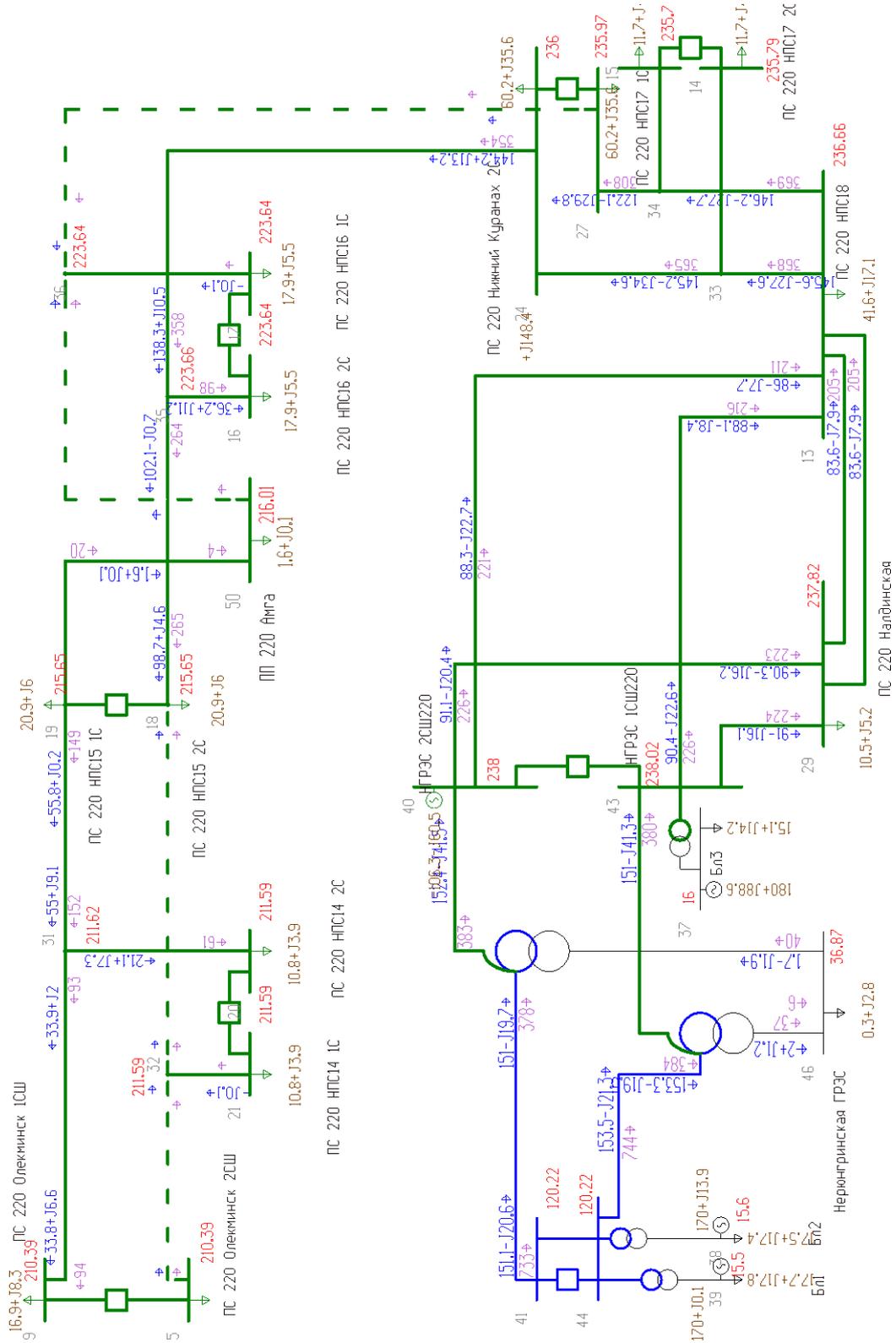
Приложение А

Схема



Продолжение приложения Б

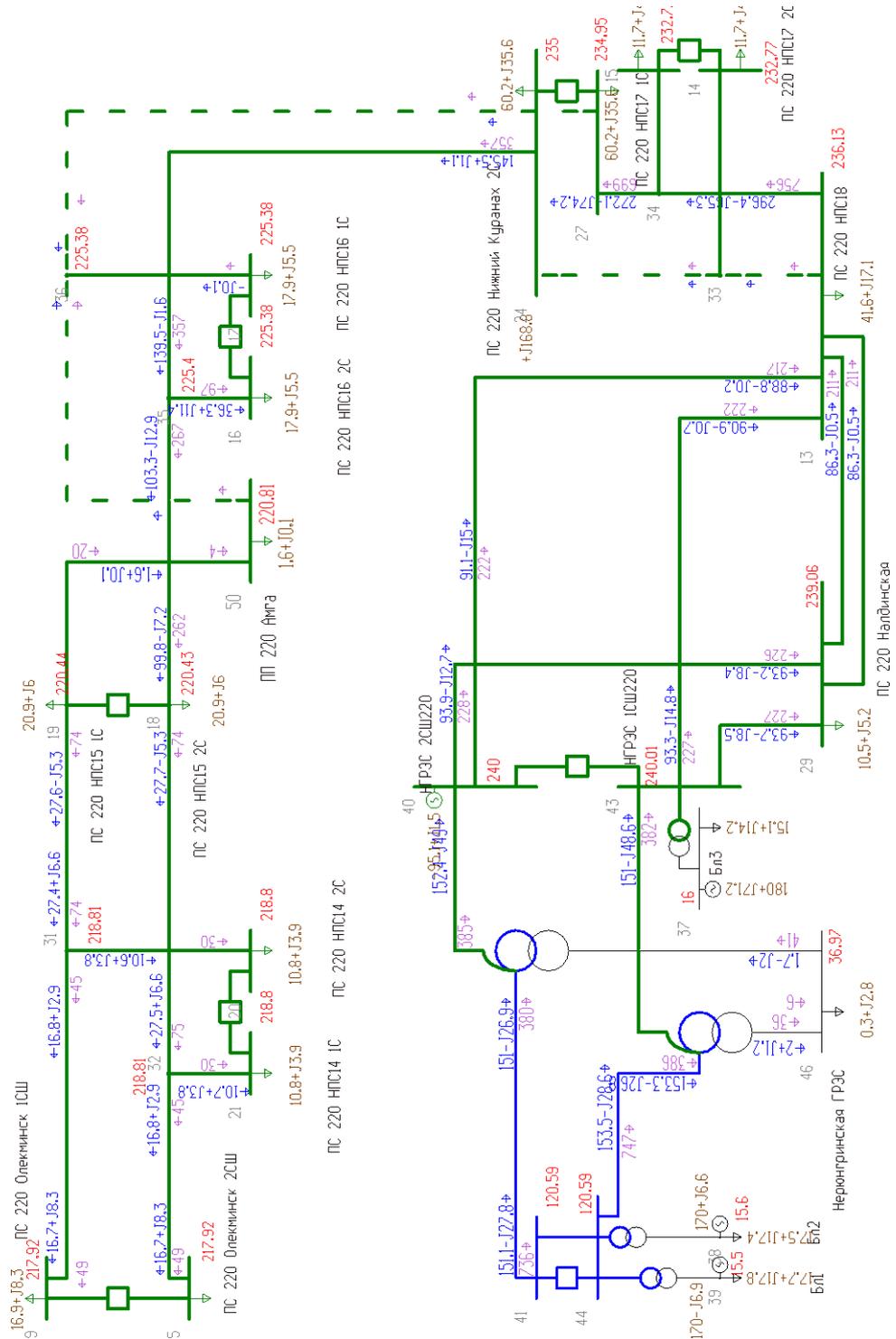
Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранх – Амга



Графика максимального режима в послеаварийной схеме

Продолжение приложения Б

Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16



Графика максимального режима в послеаварийной схеме

Продолжение приложения Б

Результаты расчетов максимальных режимов в табличном виде

Уровни напряжений		Нормальный режим		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		Отключение ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18 № 1, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17		Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		
				U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ
Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %
5	ПС 220 Олекминск 2СШ	220	230,98	4,99	205,85	-6,43	210,39	-4,37	205,87	-6,42	230,40	4,73	217,92	-0,95
9	ПС 220 Олекминск 1СШ	220	230,98	4,99	205,85	-6,43	210,39	-4,37	205,87	-6,42	230,40	4,73	217,92	-0,95
13	ПС 220 НПС18	220	235,00	6,82	236,67	7,58	236,66	7,57	236,67	7,58	233,78	6,26	236,13	7,33
14	ПС 220 НПС17 2С	220	232,63	5,74	235,79	7,18	235,79	7,18	235,79	7,18	231,82	5,37	232,77	5,80
15	ПС 220 НПС17 1С	220	232,63	5,74	235,79	7,18	235,79	7,18	235,79	7,18	231,83	5,38	232,77	5,81
16	ПС 220 НПС16 2С	220	232,18	5,54	221,29	0,59	223,64	1,66	221,30	0,59	234,13	6,42	225,38	2,45
17	ПС 220 НПС16 1С	220	232,18	5,54	221,30	0,59	223,64	1,66	221,30	0,59	234,13	6,42	225,38	2,44
18	ПС 220 НПС15 2С	220	231,83	5,38	211,30	-3,96	215,65	-1,98	211,31	-3,95	232,61	5,73	220,43	0,20
19	ПС 220 НПС15 1С	220	231,83	5,38	211,30	-3,95	215,65	-1,98	211,31	-3,95	232,61	5,73	220,44	0,20
20	ПС 220 НПС14 2С	220	231,37	5,17	207,10	-5,86	211,59	-3,82	207,11	-5,86	231,21	5,10	218,80	-0,55
21	ПС 220 НПС14 1С	220	231,37	5,17	207,10	-5,86	211,59	-3,82	207,11	-5,86	231,21	5,10	218,80	-0,55
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	220	232,00	5,45	236,00	7,27	236,00	7,27	236,00	7,27	235,00	6,82	235,00	6,82
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	220	231,99	5,45	235,96	7,26	235,97	7,26	235,96	7,26	234,95	6,80	234,95	6,79
29	ПС 220 Налдискская	220	237,33	7,88	237,82	8,10	237,82	8,10	237,82	8,10	238,10	8,23	239,06	8,67
31	от 2 ПС 220 НПС14	220	231,39	5,18	207,10	-5,86	211,62	-3,81	207,14	-5,85	231,23	5,10	218,81	-0,54
32	от 1 ПС 220 НПС14	220	231,39	5,18	207,13	-5,85	211,59	-3,82	207,11	-5,86	231,23	5,10	218,81	-0,54
33	от ПС 220 НПС17	220	232,65	5,75	235,81	7,19	235,81	7,18	235,81	7,19	231,82	5,37	232,77	5,80
34	от ПС 220 НПС17	220	232,65	5,75	235,81	7,19	235,81	7,18	235,81	7,19	231,86	5,39	232,81	5,82
35	от ПС 220 НПС16	220	232,19	5,54	221,29	0,59	223,66	1,66	221,30	0,59	234,14	6,43	225,40	2,45
36	от ПС 220 НПС16	220	232,19	5,54	221,32	0,60	223,64	1,66	221,32	0,60	234,14	6,43	225,38	2,44
40	НГРЭС 2СП220	220	238,00	8,18	238,00	8,18	238,00	8,18	238,00	0,00	240,00	0,00	0,00	0,00
41	НГРЭС 2СП110	110	120,22	9,29	120,22	9,29	120,22	9,29	120,22	0,00	120,59	0,00	0,00	0,00
43	НГРЭС 1СП220	220	238,02	8,19	238,02	8,19	238,02	8,19	238,02	0,00	240,00	0,00	0,00	0,00
44	НГРЭС 1СП110	110	120,22	9,29	120,22	9,29	120,22	9,29	120,22	8,18	120,59	9,09	240,00	9,09
50	ПП 220 Амга	220	232,43	5,65	215,94	-1,84	216,01	-1,82	215,95	9,29	233,74	9,63	120,59	9,63

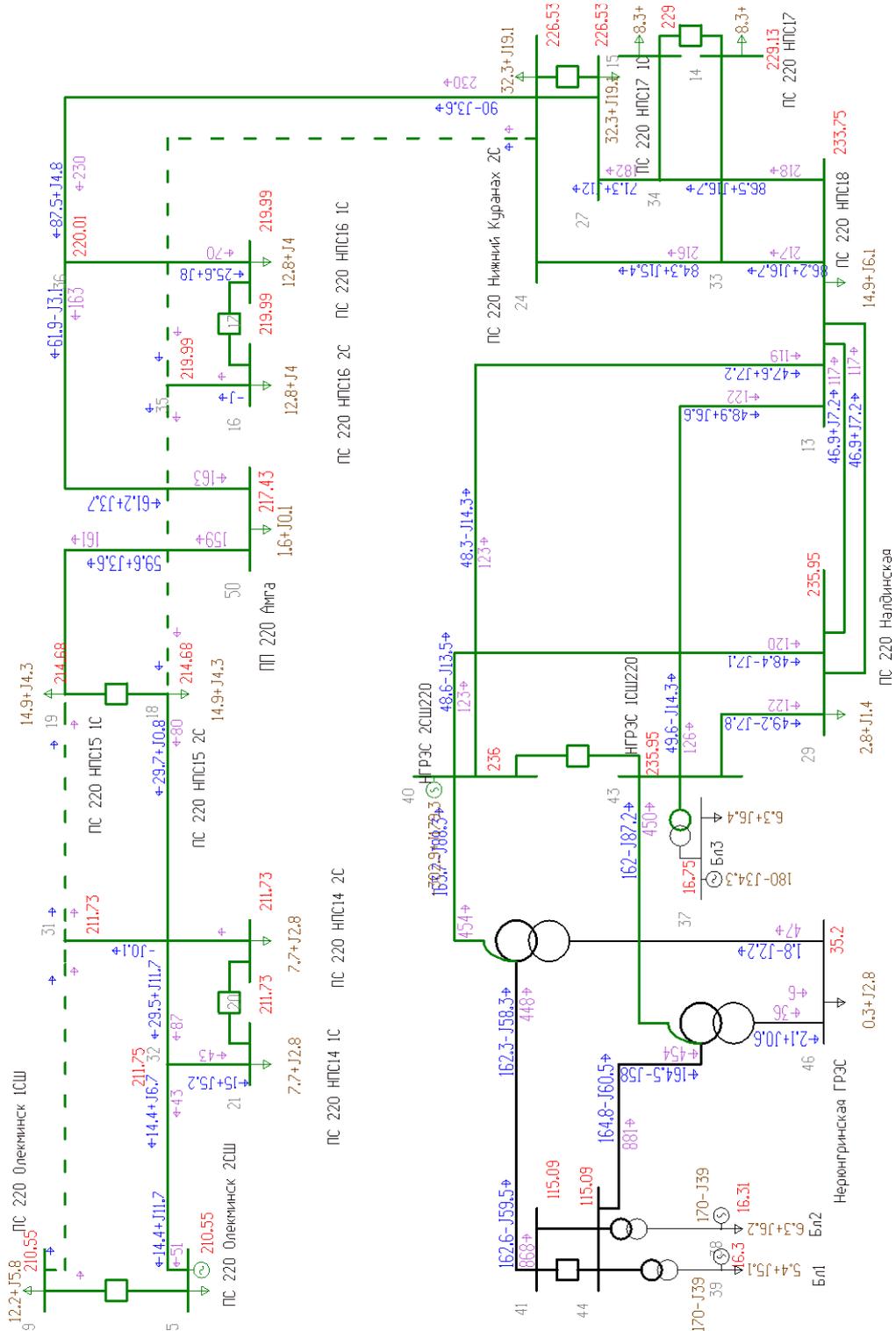
Продолжение приложения Б

Результаты расчетов максимальных режимов в табличном виде

Токовая загрузка		Название	ДДТН		Загрузка, А		Загрузка, в									
№ начала	№ конца		А	А	$I_{\text{твк}}, \text{А}$	$\text{Загрузка, в } \%$										
5	32	ПС 220 Олекминск 20Ш - от1 ПС 220 НПС4	605	720	42,99	5,97	96,51	13,40	0,00	0,00	0,00	47,17	6,55	49,47	6,87	
9	31	ПС 220 Олекминск ЮШ - от2 ПС 220 НПС4	605	720	43,02	5,97	0,00	0,00	94,47	13,2	96,50	13,40	47,17	6,55	49,46	6,87
13	34	ПС 220 НПС8 - от ПС 220 НПС7	710	770	367,10	47,68	368,8	47,82	369,16	47,94	368,19	47,82	705,01	99,06	703,44	98,24
13	33	ПС 220 НПС8 - от ПС 220 НПС7	710	770	365,67	47,49	366,74	47,63	367,75	47,76	366,74	47,63	0,00	0,00	0,00	0,00
19	50	ПС 220 НПС6 1С - ГП 220 Амеа	605	720	28,27	17,81	265,38	36,86	19,82	2,75	265,36	36,86	25,02	17,36	20,21	2,81
24	35	ПС 220 Нижний Курамах 2С - от ПС 220 НПС6	605	720	19,11	26,96	0,00	0,00	358,04	49,73	0,00	0,00	187,85	26,09	357,38	49,64
27	36	ПС 220 Нижний Курамах ЮС - от ПС 220 НПС6	605	720	19,96	26,34	361,53	50,21	0,00	0,00	361,52	50,21	184,11	25,57	0,00	0,00
29	13	ПС 220 Нальдинская - ПС 220 НПС8	710	770	209,06	27,15	211,31	27,44	211,80	27,51	211,31	27,44	286,70	37,23	214,04	27,80
29	13	ПС 220 Нальдинская - ПС 220 НПС8	710	770	209,06	27,15	211,31	27,44	211,80	27,51	211,31	27,44	286,70	37,23	214,04	27,80
31	19	от2 ПС 220 НПС4 - ПС 220 НПС6 1С	605	720	76,41	10,61	0,00	0,00	52,2	21,13	54,67	21,48	72,26	10,04	74,37	10,33
31	20	от2 ПС 220 НПС4 - ПС 220 НПС4 2С	605	720	29,80	4,14	0,31	0,04	60,83	8,45	61,27	8,51	29,84	4,14	29,82	4,14
32	18	от1 ПС 220 НПС4 - ПС 220 НПС6 2С	605	720	76,41	10,61	54,67	21,48	0,00	0,00	0,00	0,00	72,27	10,04	74,59	10,36
32	21	от1 ПС 220 НПС4 - ПС 220 НПС4 1С	605	720	29,84	4,14	61,27	8,51	0,32	0,04	0,31	0,04	29,84	4,14	30,02	4,17
33	24	от ПС 220 НПС7 - ПС 220 Нижний Курамах 2С	710	770	363,51	47,21	363,51	47,21	365,46	47,46	363,51	47,21	0,00	0,00	0,00	0,00
33	14	от ПС 220 НПС7 - ПС 220 НПС7 2С	710	770	15,10	1,96	17,82	2,31	17,79	2,31	17,82	2,31	0,50	0,06	0,50	0,06
34	15	от ПС 220 НПС7 - ПС 220 НПС7 1С	710	770	59,57	7,74	58,30	7,57	59,24	7,69	58,30	7,57	64,41	8,37	64,38	8,36
34	27	от ПС 220 НПС7 - ПС 220 Нижний Курамах ЮС	710	770	306,83	39,85	307,77	39,97	307,81	39,98	307,77	39,97	706,15	91,71	699,39	90,83
35	16	от ПС 220 НПС6 - ПС 220 НПС6 2С	605	720	51,46	7,15	0,13	0,02	97,81	13,58	0,13	0,02	51,29	7,2	97,46	13,54
35	18	от ПС 220 НПС6 - ПС 220 НПС6 2С	605	720	18,11	19,13	0,00	0,00	264,55	36,74	0,00	0,00	132,80	18,45	266,53	37,02
36	17	от ПС 220 НПС6 - ПС 220 НПС6 1С	605	720	45,70	6,35	98,08	13,62	0,17	0,02	98,08	13,62	45,71	6,35	0,17	0,02
40	13	НГРЭС 20Ш220 - ПС 220 НПС8	710	770	217,46	28,24	220,60	28,65	221,09	28,71	220,60	28,65	0,00	0,00	222,07	28,84
40	29	НГРЭС 20Ш220 - ПС 220 Нальдинская	710	770	223,22	28,99	225,96	29,34	226,44	29,41	225,96	29,35	300,32	39,00	227,98	29,61
43	13	НГРЭС ЮШ220 - ПС 220 НПС8	710	770	222,38	28,88	225,51	29,29	226,00	29,35	225,51	29,29	300,99	39,09	227,11	29,49
43	29	НГРЭС ЮШ220 - ПС 220 Нальдинская	710	770	224,66	29,13	227,37	29,53	227,85	29,59	227,37	29,53	301,02	39,09	229,33	29,78
50	36	ГП 220 Амеа - от ПС 220 НПС6	605	720	140,04	19,45	267,45	37,15	0,00	0,00	267,44	37,14	134,78	18,72	0,00	0,00

Продолжение приложения Б

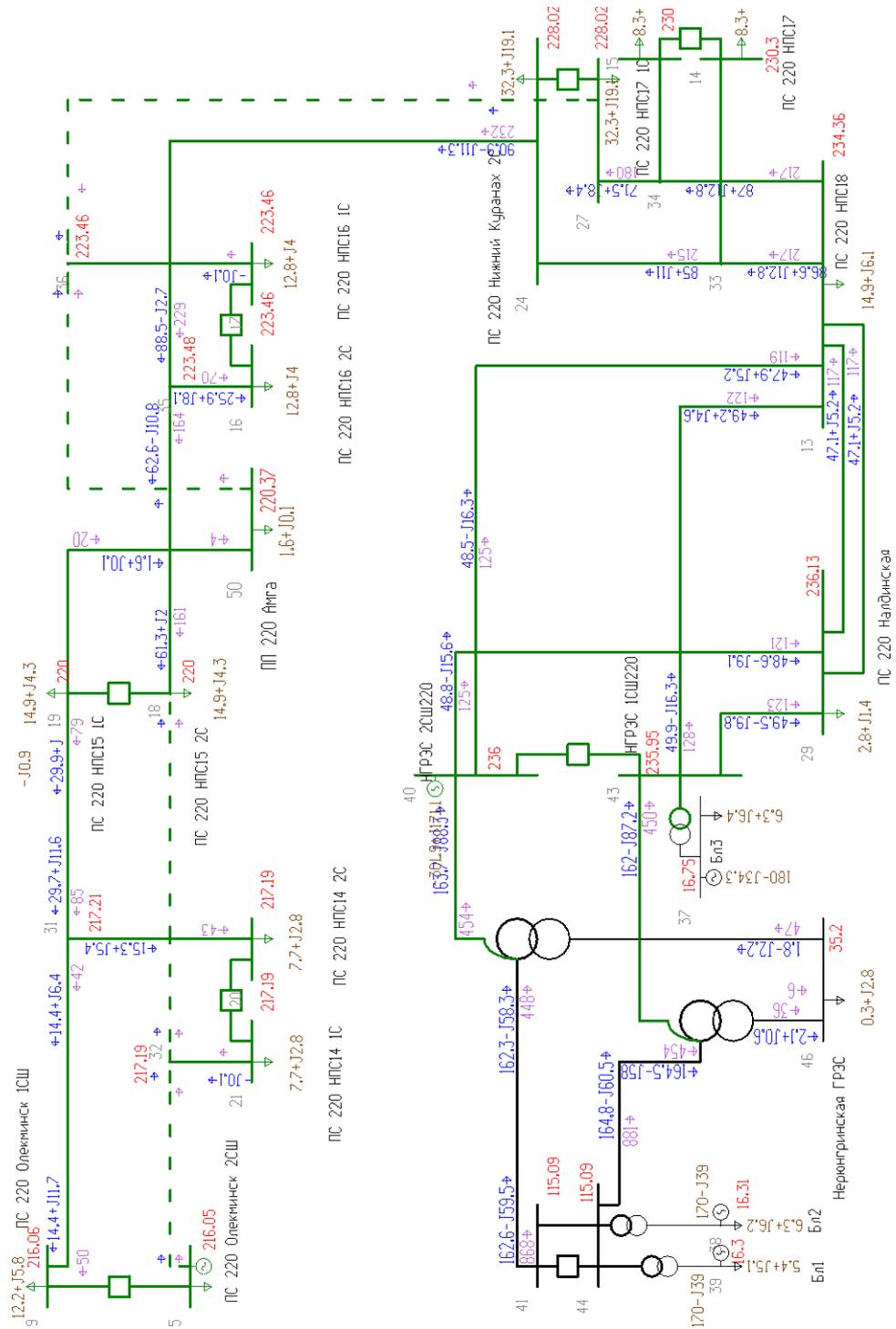
Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16



Графика минимального режима в послеаварийной схеме

Продолжение приложения Б

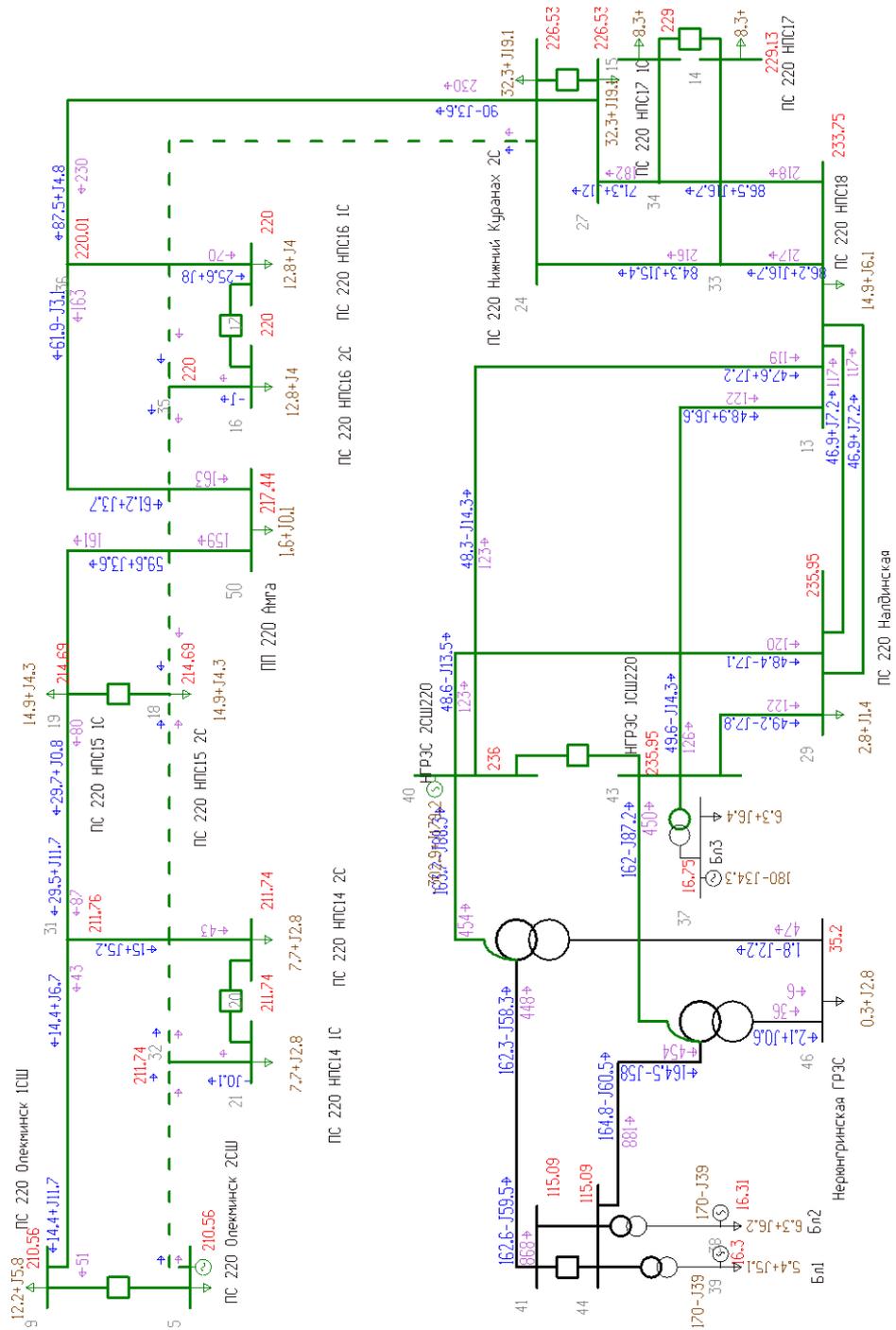
Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга



Графика минимального режима в послеаварийной схеме

Продолжение приложения Б

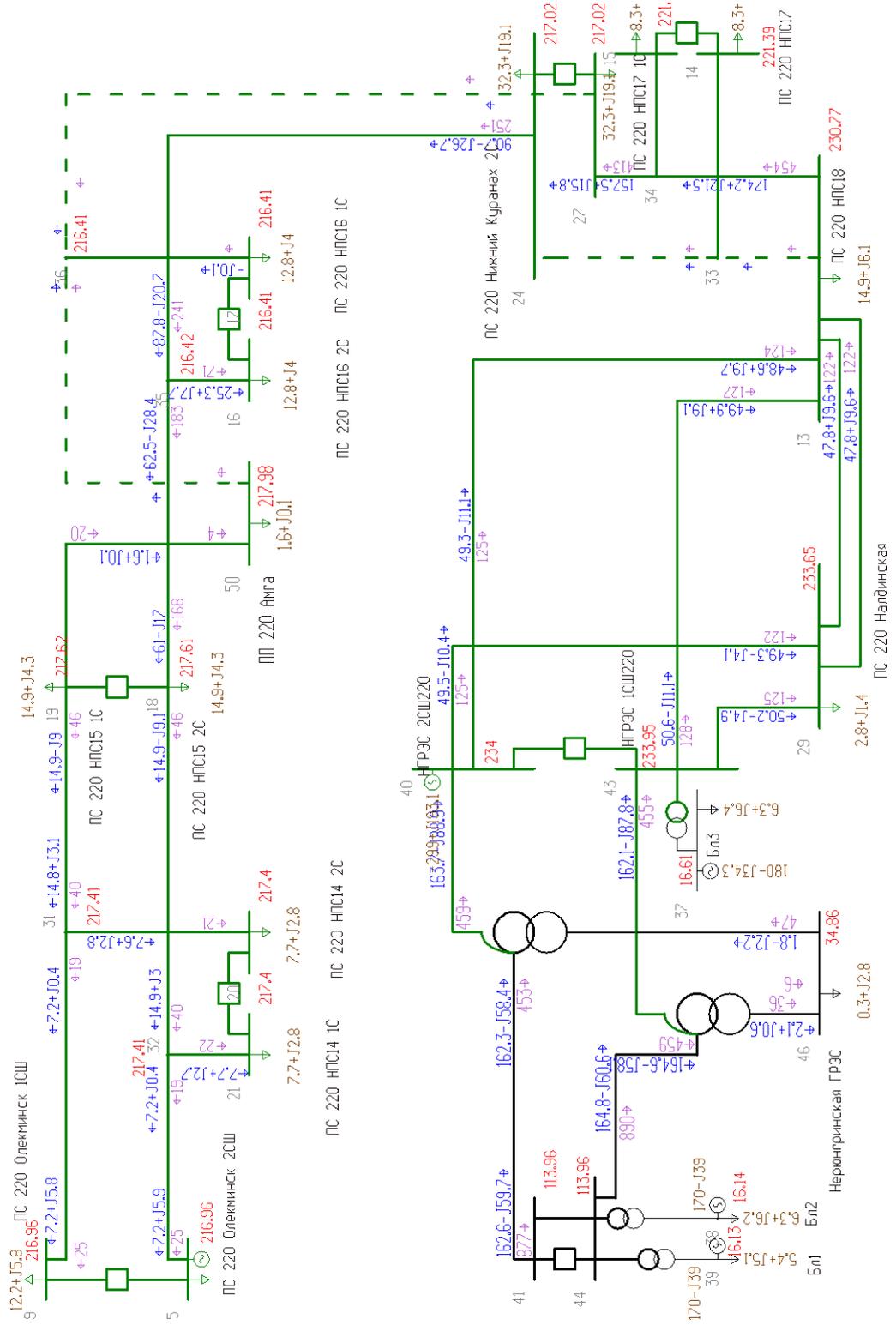
Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Курамах с отпайкой на ПС НПС-16



Графика минимального режима в послеаварийной схеме

Продолжение приложения Б

Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Курамах с отпайкой на ПС НПС-17,
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Курамах с отпайкой на ПС НПС-16



Графика минимального режима в послеаварийной схеме

Продолжение приложения Б

Результаты расчетов минимальных режимов в табличном виде

Уровни напряжений		Нормальный режим		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		Отключение ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18 № 1, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17		Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		
				U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %	U _{расч} , кВ	ΔU, %
5	ПС 220 Олекминск 2СШ	220	218,98	-0,47	210,55	-4,30	216,05	-1,79	210,56	-4,29	219,40	-0,27	216,96	-1,38
9	ПС 220 Олекминск 1СШ	220	218,98	-0,47	210,55	-4,30	216,06	-1,79	210,56	-4,29	219,40	-0,27	216,96	-1,38
13	ПС 220 НПС18	220	234,47	6,58	233,75	6,25	234,36	6,53	233,75	6,25	231,97	5,44	230,77	4,90
14	ПС 220 НПС17 2С	220	230,58	4,81	229,13	4,15	230,30	4,68	229,13	4,15	224,83	2,20	221,39	0,63
15	ПС 220 НПС17 1С	220	230,58	4,81	229,13	4,15	230,30	4,68	229,13	4,15	224,83	2,20	221,40	0,63
16	ПС 220 НПС16 2С	220	225,19	2,36	219,99	0,00	223,46	1,57	220,00	0,00	221,79	0,82	216,41	-1,63
17	ПС 220 НПС16 1С	220	225,19	2,36	219,99	0,00	223,46	1,57	220,00	0,00	221,79	0,82	216,41	-1,63
18	ПС 220 НПС15 2С	220	220,01	0,00	214,68	-2,42	220,00	0,00	214,69	-2,41	220,00	0,00	217,61	-1,09
19	ПС 220 НПС15 1С	220	220,00	0,00	214,68	-2,42	220,00	0,00	214,69	-2,41	220,00	0,00	217,62	-1,08
20	ПС 220 НПС14 2С	220	219,53	-0,21	211,73	-3,76	217,19	-1,28	211,74	-3,75	219,83	-0,08	217,40	-1,18
21	ПС 220 НПС14 1С	220	219,53	-0,21	211,73	-3,76	217,19	-1,28	211,74	-3,75	219,83	-0,08	217,40	-1,18
24	ПС 220 Нижний Куранах 2С	220	228,43	3,83	226,53	2,97	228,02	3,65	226,53	2,97	221,80	0,82	217,02	-1,35
27	ПС 220 Нижний Куранах 1С	220	228,43	3,83	226,53	2,97	228,02	3,65	226,53	2,97	221,80	0,82	217,02	-1,36
29	ПС 220 Налдинская	220	236,15	7,34	235,95	7,25	236,13	7,33	235,95	7,25	235,34	6,97	233,65	6,20
31	от2 ПС 220 НПС14	220	219,54	-0,21	211,73	-3,76	217,21	-1,27	211,76	-3,75	219,84	-0,07	217,41	-1,18
32	от1 ПС 220 НПС14	220	219,54	-0,21	211,75	-3,75	217,19	-1,28	211,74	-3,75	219,84	-0,07	217,41	-1,18
33	от ПС 220 НПС17	220	230,59	4,81	229,13	4,15	230,31	4,68	229,13	4,15	224,83	2,20	221,39	0,63
34	от ПС 220 НПС17	220	230,60	4,82	229,15	4,16	230,32	4,69	229,15	4,16	224,86	2,21	221,42	0,65
35	от ПС 220 НПС16	220	225,20	2,36	219,99	0,00	223,48	1,58	220,00	0,00	221,80	0,82	216,42	-1,63
36	от ПС 220 НПС16	220	225,20	2,36	220,01	0,00	223,46	1,57	220,01	0,01	221,80	0,82	216,41	-1,63
40	НГРЭС 2СШ220	220	236,00	7,27	236,00	7,27	236,00	7,27	236,00	0,00	236,00	0,00	0,00	0,00
41	НГРЭС 2СШ110	110	115,09	4,63	115,09	4,63	115,09	4,63	115,09	0,00	115,09	0,00	0,00	0,00
43	НГРЭС 1СШ220	220	235,95	7,25	235,95	7,25	235,95	7,25	235,95	0,00	235,95	0,00	0,00	0,00
44	НГРЭС 1СШ110	110	115,09	4,63	115,09	4,63	115,09	4,63	115,09	7,27	115,09	7,27	234,00	6,36
50	ПП 220 Амга	220	222,80	1,27	217,43	-1,17	220,37	0,17	217,44	4,63	221,27	4,63	113,96	3,60

Продолжение приложения Б

Результаты расчетов минимальных режимов в табличном виде

Токовая нагрузка				Нормальный режим				Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга		Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		Отключение ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18 № 1, ВЛ 220 кВ НПС 18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17		Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-16		
№ начала	№ конца	Название	ДДТН, А	АДТН, А	I _{max} , А	Загрузка, в %	I _{max} , А	Загрузка, в %	I _{max} , А	Загрузка, в %	I _{max} , А	Загрузка, в %	I _{max} , А	Загрузка, в %	I _{max} , А	Загрузка, в %	I _{max} , А	Загрузка, в %
5	32	ПС 220 Олекминск 2СП - от1 ПС 220 НПС14	605	720	35,67	4,95	50,88	7,07	0,00	0,00	0,00	0,00	24,40	3,39	24,67	3,43		
9	31	ПС 220 Олекминск 1СП - от2 ПС 220 НПС14	605	720	35,67	4,95	0,00	0,00	49,58	6,89	50,87	7,07	24,43	3,39	24,71	3,43		
13	34	ПС 220 НПС18 - от ПС 220 НПС17	710	770	230,48	29,93	221,99	28,83	220,37	28,62	221,99	28,83	443,57	57,61	457,70	59,44		
13	33	ПС 220 НПС18 - от ПС 220 НПС17	710	770	229,59	29,82	221,14	28,72	219,53	28,51	221,14	28,72	0,00	0,00	0,00	0,00		
19	50	ПС 220 НПС15 1С - ПП 220 Амга	605	720	102,34	14,21	160,69	22,32	20,19	2,80	160,69	22,32	79,01	10,97	19,99	2,78		
24	35	ПС 220 Нижний Куранах 2С - от ПС 220 НПС16	605	720	129,40	17,97	0,00	0,00	232,03	32,23	0,00	0,00	128,30	17,82	251,43	34,92		
27	36	ПС 220 Нижний Куранах 1С - от ПС 220 НПС16	605	720	126,34	17,55	230,04	31,95	0,00	0,00	230,04	31,95	125,90	17,49	0,00	0,00		
29	13	ПС 220 Надлинская - ПС 220 НПС18	710	770	124,94	16,23	117,54	15,27	118,98	15,45	117,55	15,27	158,55	20,59	121,99	15,84		
29	13	ПС 220 Надлинская - ПС 220 НПС18	710	770	124,94	16,23	117,54	15,27	118,98	15,45	117,55	15,27	158,55	20,59	121,99	15,84		
31	19	от2 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС15 1С	605	720	57,79	8,03	0,00	0,00	84,81	11,78	86,50	12,01	46,40	6,44	46,19	6,42		
31	20	от2 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС14 2С	605	720	21,48	2,98	0,32	0,04	43,04	5,98	43,37	6,02	21,46	2,98	21,49	2,99		
32	18	от1 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС15 2С	605	720	57,77	8,02	86,51	12,01	0,00	0,00	0,00	0,00	46,38	6,44	46,37	6,44		
32	21	от1 ПС 220 НПС14 - ПС 220 НПС14 1С	605	720	21,55	2,99	43,38	6,02	0,33	0,05	0,32	0,04	21,55	2,99	21,64	3,01		
33	24	от ПС 220 НПС17 - ПС 220 Нижний Куранах 2С	710	770	227,23	29,51	218,61	28,39	216,90	28,17	218,60	28,39	0,00	0,00	0,00	0,00		
33	14	от ПС 220 НПС17 - ПС 220 НПС17 2С	710	770	6,33	0,82	6,03	0,78	6,37	0,83	6,03	0,78	0,48	0,06	0,47	0,06		
34	15	от ПС 220 НПС17 - ПС 220 НПС17 1С	710	770	41,03	5,33	40,29	5,23	40,49	5,26	40,29	5,23	45,93	5,97	46,09	5,99		
34	27	от ПС 220 НПС17 - ПС 220 Нижний Куранах 1С	710	770	191,88	24,92	185,29	24,06	182,80	23,74	185,29	24,06	399,95	51,94	414,20	53,79		
35	16	от ПС 220 НПС16 - ПС 220 НПС16 2С	605	720	37,49	5,21	0,13	0,02	70,05	9,73	0,13	0,02	37,20	5,17	70,68	9,82		
35	18	от ПС 220 НПС16 - ПС 220 НПС15 2С	605	720	104,07	14,45	0,00	0,00	164,18	22,80	0,00	0,00	83,59	11,61	183,15	25,44		
36	17	от ПС 220 НПС16 - ПС 220 НПС16 1С	605	720	32,51	4,52	70,35	9,77	0,17	0,02	70,35	9,77	33,08	4,59	0,16	0,02		
40	13	НГРЭС 2СП220 - ПС 220 НПС18	710	770	131,34	17,06	123,22	16,00	125,30	16,27	123,22	16,00	0,00	0,00	124,68	16,19		
40	29	НГРЭС 2СП220 - ПС 220 Надлинская	710	770	131,36	17,06	123,35	16,02	125,35	16,28	123,36	16,02	162,40	21,09	124,92	16,22		
43	13	НГРЭС 1СП220 - ПС 220 НПС18	710	770	134,57	17,48	126,32	16,41	128,41	16,68	126,32	16,41	166,26	21,59	127,88	16,61		
43	29	НГРЭС 1СП220 - ПС 220 Надлинская	710	770	133,92	17,39	125,94	16,36	127,96	16,62	125,94	16,36	164,47	21,36	127,43	16,55		
50	36	ПП 220 Амга - от ПС 220 НПС16	605	720	98,55	13,69	162,85	22,62	0,00	0,00	162,85	22,62	85,54	11,88	0,00	0,00		

Приложение В

Экономический расчет

Расчёт приведённых затрат:

$$Z := E \cdot K + И$$

$$K_{инф} := 9.09$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс} + K_{ис}) \cdot K_{инф}$$

$$K_{вл} := C_0 \cdot L$$

$$C_0 := 1310 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$L := 1 \quad \text{км}$$

$$K_{вл} := C_0 \cdot L = 1.31 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1ВЛЗЕМ} := 95 \cdot 2 \cdot L = 190$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{ВЛ1} := K_{вл} + K_{1ВЛЗЕМ} + L \cdot 0.2 \cdot (110 + 370) = 1.596 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ВЛ2} := 0$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{пс} := K_{пост} + K_{ру} + K_{ку}$$

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат;

$K_{ру}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{ку}$ - стоимость компенсирующих устройств.

Варианты № 1, 2

$$K_{тр1} := 10900 \cdot 2 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру1} := 24000 \cdot 4 = 9.6 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пост1} := 17000 = 1.7 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ку1} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пс1} := K_{тр1} + K_{пост1} + K_{ру1} + K_{ку1} = 1.348 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{дем1} := 9.4 \cdot 0.5 \cdot 2 + 1.1 + 1.97 \cdot 5 + 7.1 \cdot 4 + 12.11 + 1.47 = 62.33 \text{ тыс.руб}$$

Вариант № 3.

$$K_{пост2} := K_{пост1} = 1.7 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

$$K_{гр2} := K_{гр1} \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру2} := K_{ру1} = 9.6 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{кы2} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ис2} := K_{гр2} + K_{пост2} + K_{ру2} + K_{кы2} = 1.348 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{дем2} := 9.4 \cdot 0.5 \cdot 2 + 7.1 \cdot 4 = 37.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Варианты № 1, 2

$$K_1 := (K_{ис1} + K_{ВЛ1} + K_{дем1}) \cdot \kappa_{инф} = 1.240406 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$K_2 := (K_{ис2} + K_{ВЛ2} + K_{дем2}) \cdot \kappa_{инф} = 1.225676 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_3 + И_{ам} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{э.вл} := 0.008 \quad \alpha_{э.пс} := 0.059$$

Вариант №1, 2.

$$И_{31} := \alpha_{э.пс} \cdot K_{ис1} + \alpha_{э.вл} \cdot K_{ВЛ1} = 7.966 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$И_{32} := \alpha_{э.пс} \cdot K_{ис2} + \alpha_{э.вл} \cdot K_{ВЛ2} = 7.953 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{сл.вл} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{сл.пс} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1, 2.

$$И_{ам1} := \frac{K_1}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{ВЛ1}}{T_{сл.вл}} = 6.213 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$И_{ам2} := \frac{K_2}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{ВЛ2}}{T_{сл.вл}} = 6.128 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

Потери, рассчитанные в ПВК RastrWin3:

	N...	Район	Рген	Рнаг	Dr
1	1	1		138	1

$$\Delta W := 1 \quad \text{МВт}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.8 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := (\Delta W \cdot C_0) \cdot 1000 = 2.8 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$I_1 := I_{s1} + I_{ам1} + I_{\Delta W} = 7.2893 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_2 := I_{s2} + I_{ам2} + I_{\Delta W} = 7.2037 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 196933.301 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 194604.54 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{разница} := Z_1 - Z_2 = 2.32876 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №3, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению с вариантами № 1 и 2.

Часть 3.

Для вариантов рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Варианты № 1, 2.

Продолжение приложения В

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 4.33 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5800 \text{ч}$$

$$P_p := (25.9 + 40.2 + 10.6) \cdot 1000 = 7.67 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.449 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 1.926 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{\text{ам1}} = 1.077 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - I = 1.915 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$N := П_{\text{год}} \cdot 0.25 = 4.789 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Delta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{11} := 0.2 \cdot K_1 = 2.481 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{12} := 0.6 \cdot K_1 = 7.442 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в третий год:

$$K_{13} := 0.2 \cdot K_1 = 2.481 \times 10^5$$

$$E_n := 0.13$$

Первый год:

Продолжение приложения В

$$\mathcal{E}_1 := -И - K_{t1} = -2.588 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{(1 + E_n)^1} = -2.291 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -2.291 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\mathcal{E}_2 := -И - K_{t2} = -7.55 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{(1 + E_n)^2} = -5.913 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -8.204 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\mathcal{E}_3 := О - И - Н - K_{t3} = 1.189 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{(1 + E_n)^3} = 8.237 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = 3.357 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\mathcal{E} := \mathcal{E}_3 = 1.189 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^4} = 7.289 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = 7.323 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^5} = 6.451 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = 1.377 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^6} = 5.709 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_{5.} + \text{ЧДД}_6 = 1.948 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^7} = 5.052 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{7.} := \text{ЧДД}_{6.} + \text{ЧДД}_7 = 2.453 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^8} = 4.471 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

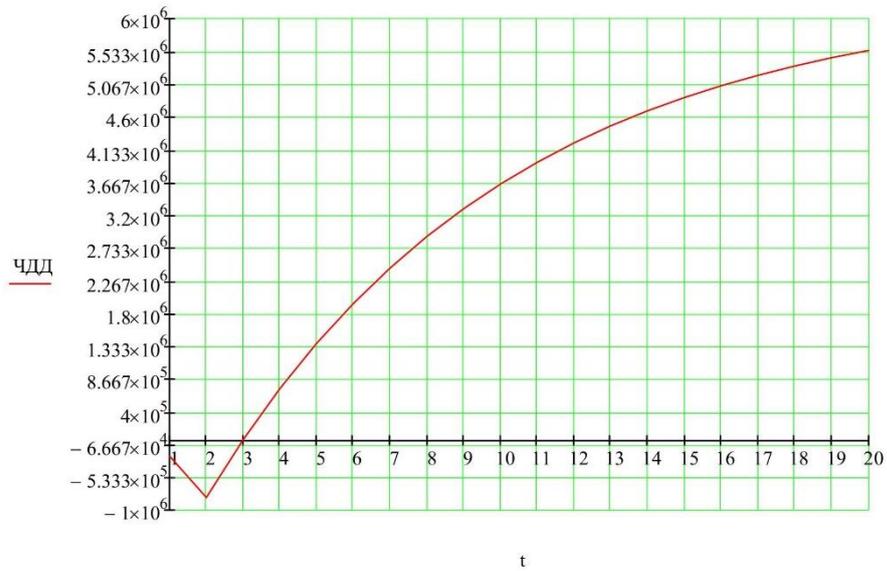
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 3.956 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.901 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 3.501 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 3.296 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 3.098 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.646 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 2.742 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 3.956 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 2.427 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 4.23 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 2.147 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 4.473 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 1.9 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 4.688 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.682 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 4.878 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 1.488 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 5.046 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 1.317 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 5.195 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 1.166 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 5.326 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 1.031 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 5.443 \times 10^6$

Продолжение приложения В

$$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 5.546 \times 10^6$$

		(ЧДД ₁)
		ЧДД ₂ .
		ЧДД ₃ .
		ЧДД ₄ .
		ЧДД ₅ .
		ЧДД ₆ .
		ЧДД ₇ .
		ЧДД ₈ .
		ЧДД ₉ .
		ЧДД ₁₀ .
t :=	ЧДД :=	ЧДД ₁₁ .
		ЧДД ₁₂ .
		ЧДД ₁₃ .
		ЧДД ₁₄ .
		ЧДД ₁₅ .
		ЧДД ₁₆ .
		ЧДД ₁₇ .
		ЧДД ₁₈ .
		ЧДД ₁₉ .
		(ЧДД ₂₀)

Продолжение приложения В



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 5.471$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -2.588 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -2.588 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -7.55 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.014 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = 1.747 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 1.363 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 2.552 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

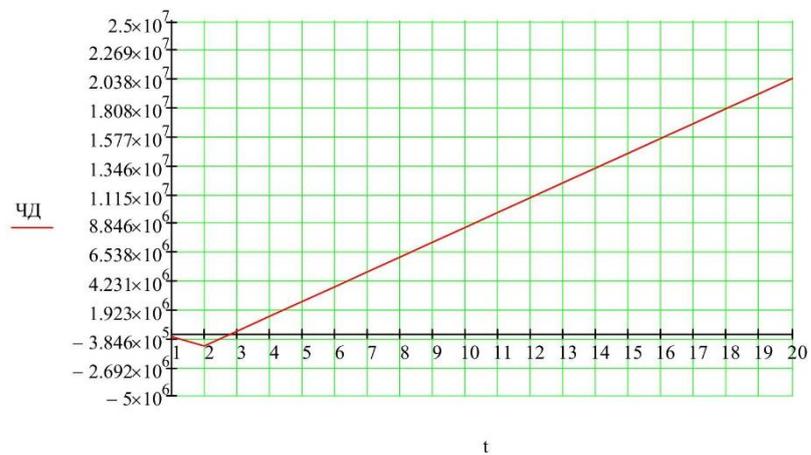
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 3.74 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 4.929 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 6.117 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 7.306 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 8.494 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 9.683 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 1.087 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 1.206 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.325 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.444 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.563 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.681 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.8 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 1.189 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.919 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение приложения В

$чД :=$
 $чД_1.$
 $чД_2.$
 $чД_3.$
 $чД_4.$
 $чД_5.$
 $чД_6.$
 $чД_7.$
 $чД_8.$
 $чД_9.$
 $чД_{10}.$
 $чД_{11}.$
 $чД_{12}.$
 $чД_{13}.$
 $чД_{14}.$
 $чД_{15}.$
 $чД_{16}.$
 $чД_{17}.$
 $чД_{18}.$
 $чД_{19}.$
 $чД_{20}.$

$$чД_{20} := чД_{19} + чД_{20} = 2.038 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$T_{ок} := \frac{K_2}{O - И_2 - Н + И_{ам2}} = 0.853$$



Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования,

Продолжение приложения В

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 3 года

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Xi_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -20.868 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -60.868 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 95.818 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта составит 3 года месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1. Рентабельность проекта составит 95,818 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Вариант № 3.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$Q := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 4.33 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5800 \text{ ч}$$

$$P_p := (25.9 + 40.2 + 10.6) \cdot 1000 = 7.67 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.449 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

Продолжение приложения В

$$\underline{Q} := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 1.926 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$\underline{И} := И_2 - И_{\text{вм2}} = 1.075 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{П_{\text{чист}}} := О - И = 1.915 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$\underline{Н} := П_{\text{год}} \cdot 0.25 = 4.789 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\underline{\Delta}_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$\underline{K_{\text{в1}}} := 0.2 \cdot K_2 = 2.451 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$\underline{K_{\text{в2}}} := 0.6 \cdot K_2 = 7.354 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в третий год:

$$\underline{K_{\text{в3}}} := 0.2 \cdot K_2 = 2.451 \times 10^5$$

$$\underline{E_n} := 0.13$$

Первый год:

$$\underline{\Delta}_1 := -И - K_{\text{в1}} = -2.559 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_1} := \frac{\underline{\Delta}_1}{(1 + E_n)^1} = -2.264 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_1} := \text{ЧДД}_1 = -2.264 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\underline{\Delta}_2 := -И - K_{\text{в2}} = -7.462 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_2} := \frac{\underline{\Delta}_2}{(1 + E_n)^2} = -5.844 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\text{ЧДД}_2} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -8.108 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

Третий год:

$$\underline{\underline{\mathcal{E}_3}} := \text{O} - \text{И} - \text{Н} - \text{К}_{\text{ИЗ}} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_3}} := \frac{\mathcal{E}_3}{(1 + E_n)^3} = 8.258 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_3}} := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = 1.496 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\mathcal{E}_4}} := \mathcal{E}_3 = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_4}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^4} = 7.308 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_4}} := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 7.457 \times 10^5$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_5}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^5} = 6.467 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_5}} := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 1.392 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_6}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^6} = 5.723 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_6}} := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.965 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_7}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^7} = 5.065 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_7}} := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 2.471 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_8}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^8} = 4.482 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_8}} := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.919 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_9}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^9} = 3.966 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_9}} := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 3.316 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{10}}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^{10}} = 3.51 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{10}}} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.667 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{11}}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^{11}} = 3.106 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{11}}} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 3.978 \times 10^6$$

$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{12}}} := \frac{\mathcal{E}_4}{(1 + E_n)^{12}} = 2.749 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

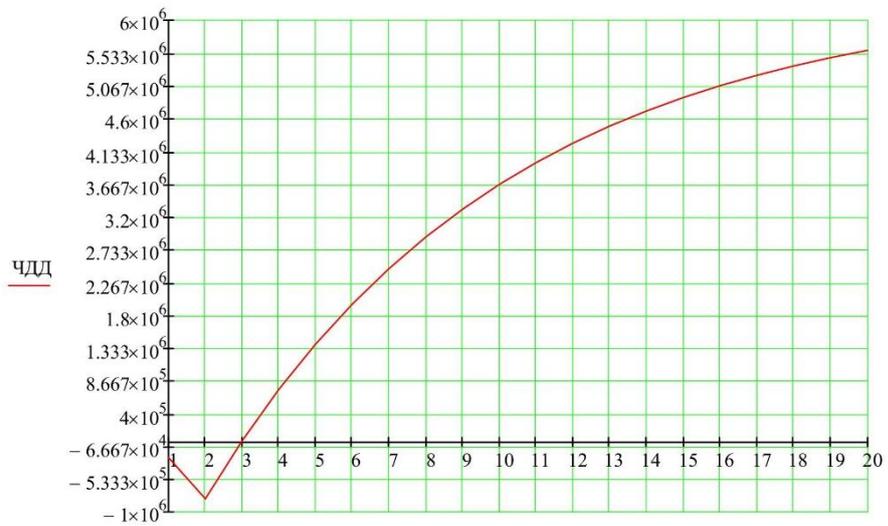
$$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{12}}} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 4.252 \times 10^6$$

Продолжение приложения В

$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{13}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 2.433 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{13}}} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 4.496 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{14}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 2.153 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{14}}} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 4.711 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{15}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 1.905 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{15}}} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 4.901 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{16}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.686 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{16}}} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 5.07 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{17}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 1.492 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{17}}} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 5.219 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{18}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 1.32 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{18}}} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 5.351 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{19}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 1.168 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{19}}} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 5.468 \times 10^6$
$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{20}}} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 1.034 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$	$\underline{\underline{\text{ЧДД}_{20}}} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 5.572 \times 10^6$

Продолжение приложения В

1	ЧДД :=	ЧДД _{1.}
2		ЧДД _{2.}
3		ЧДД _{3.}
4		ЧДД _{4.}
5		ЧДД _{5.}
6		ЧДД _{6.}
7		ЧДД _{7.}
8		ЧДД _{8.}
9		ЧДД _{9.}
10		ЧДД _{10.}
11		ЧДД _{11.}
12		ЧДД _{12.}
13		ЧДД _{13.}
14		ЧДД _{14.}
15		ЧДД _{15.}
16		ЧДД _{16.}
17		ЧДД _{17.}
18		ЧДД _{18.}
19		ЧДД _{19.}
20		ЧДД _{20.}



Продолжение приложения В

Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 5.492$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -2.559 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_1 = -2.559 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -7.462 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.002 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = 1.894 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 1.381 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 2.572 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 3.764 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 4.955 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 6.147 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 7.338 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 8.53 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 9.721 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 1.091 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

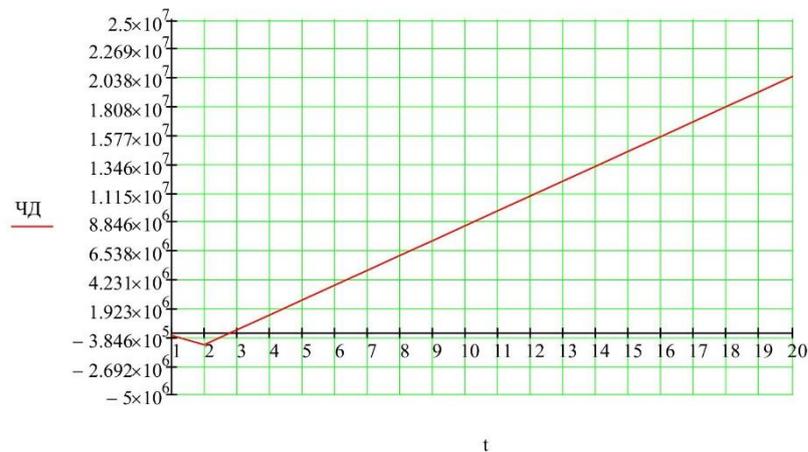
$\underline{\text{ЧД}}_{14} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 1.21 \times 10^7$ тыс.руб
$\underline{\text{ЧД}}_{15} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.33 \times 10^7$ тыс.руб
$\underline{\text{ЧД}}_{16} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.449 \times 10^7$ тыс.руб
$\underline{\text{ЧД}}_{17} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.568 \times 10^7$ тыс.руб
$\underline{\text{ЧД}}_{18} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.687 \times 10^7$ тыс.руб
$\underline{\text{ЧД}}_{19} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.806 \times 10^7$ тыс.руб
$\underline{\text{ЧД}}_{20} := \text{Э} = 1.191 \times 10^6$ тыс.руб	$\underline{\text{ЧД}}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.925 \times 10^7$ тыс.руб

- $\text{ЧД} :=$
- $\text{ЧД}_1.$
 - $\text{ЧД}_2.$
 - $\text{ЧД}_3.$
 - $\text{ЧД}_4.$
 - $\text{ЧД}_5.$
 - $\text{ЧД}_6.$
 - $\text{ЧД}_7.$
 - $\text{ЧД}_8.$
 - $\text{ЧД}_9.$
 - $\text{ЧД}_{10}.$
 - $\text{ЧД}_{11}.$
 - $\text{ЧД}_{12}.$
 - $\text{ЧД}_{13}.$
 - $\text{ЧД}_{14}.$
 - $\text{ЧД}_{15}.$
 - $\text{ЧД}_{16}.$
 - $\text{ЧД}_{17}.$
 - $\text{ЧД}_{18}.$
 - $\text{ЧД}_{19}.$
 - $\text{ЧД}_{20}.$

$\underline{\text{ЧД}}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 2.044 \times 10^7$ тыс.руб

$$\underline{\text{Т}}_{\text{окл}} := \frac{K_2}{O - I_2 - H + I_{\text{ам}2}} = 0.853$$

Продолжение приложения В



Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 3 года

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_{1.1} := \frac{\mathcal{E}_1}{K_2} \cdot 100 = -20.877 \quad \%$$

$$R_{2.2} := \frac{\mathcal{E}_2}{K_2} \cdot 100 = -60.877 \quad \%$$

$$R_{3.3} := \frac{\mathcal{E}_3}{K_2} \cdot 100 = 97.21 \quad \%$$

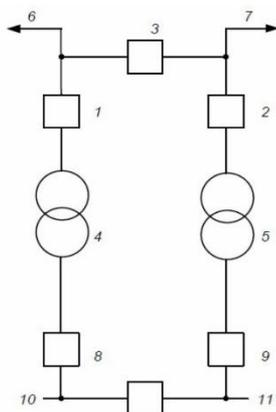
Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта составит 3 года месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1. Рентабельность проекта составит 97,21 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Приложение Г

Расчет показателей надежности

Расчет надежности 1,2 Варианта

Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов



$$w_{\text{выкл}220} := 0.03$$

$$t_{\text{выкл}220} := 43.8$$

$$w_{\text{ЛЭП}220} := 0.6$$

$$t_{\text{ЛЭП}220} := 1.6$$

$$I_1 := 40$$

$$w_{\text{T}220} := 0.03$$

$$t_{\text{T}220} := 61.32$$

$$I_2 := 101$$

$$w1 := w_{\text{выкл}220} = 0.03$$

$$w5 := w_{\text{T}220} = 0.03$$

$$w2 := w_{\text{выкл}220} = 0.03$$

$$w4 := w_{\text{T}220} = 0.03$$

$$w3 := w_{\text{выкл}220} = 0.03$$

$$w6 := 0.023 \cdot I_1 = 0.92$$

$$w7 := 0.023 \cdot I_2 = 2.323$$

$$w8 := 0.0137$$

$$w10 := 0.035$$

$$w9 := 0.0137$$

$$w11 := 0.035$$

$$t1 := \frac{t_{\text{выкл}220}}{8760} = 5 \times 10^{-3}$$

$$t4 := \frac{t_{\text{T}220}}{8760} = 7 \times 10^{-3}$$

$$t2 := t1 = 5 \times 10^{-3}$$

$$t5 := t4 = 7 \times 10^{-3}$$

$$t3 := t1 = 5 \times 10^{-3}$$

Продолжение приложения Г

$$t6 := \frac{t_{\text{ЛЭП220}}}{8760} = 1.826 \times 10^{-4}$$

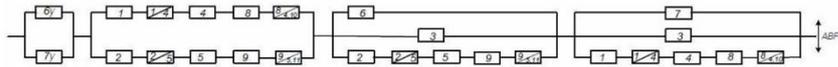
$$t7 := t6 = 1.826 \times 10^{-4}$$

$$t8 := 0.00172$$

$$t10 := 0.002283$$

$$t9 := 0.00172$$

$$t11 := 0.002283$$



$$q1 := w1 \cdot t1 = 1.5 \times 10^{-4}$$

$$q2 := w2 \cdot t2 = 1.5 \times 10^{-4}$$

$$q3 := w3 \cdot t3 = 1.5 \times 10^{-4}$$

$$q4 := w4 \cdot t4 = 2.1 \times 10^{-4}$$

$$q5 := w5 \cdot t5 = 2.1 \times 10^{-4}$$

$$q6 := w6 \cdot t6 = 1.68 \times 10^{-4}$$

$$q7 := w7 \cdot t7 = 4.243 \times 10^{-4}$$

$$q8 := w8 \cdot t8 = 2.356 \times 10^{-5}$$

$$q9 := w9 \cdot t9 = 2.356 \times 10^{-5}$$

$$q10 := w10 \cdot t10 = 7.99 \times 10^{-5}$$

$$q11 := w11 \cdot t11 = 7.99 \times 10^{-5}$$

$$a_{\text{авт}} := 0.014$$

параметры потока отказов

$$W1 := w6 = 0.92$$

$$W2 := w7 = 2.323$$

$$W3 := w1 + w1 \cdot w4 + w4 + w8 + w8 \cdot (w4 + w10) = 0.075$$

$$W4 := w2 + w2 \cdot w4 + w5 + w9 + w9 \cdot (w5 + w11) = 0.075$$

$$W5 := w6 = 0.92$$

$$W6 := w3 = 0.03$$

$$W7 := w2 + w2 \cdot w5 + w5 + w9 + w9 \cdot (w5 + w11) = 0.075$$

$$W8 := w7 = 2.323$$

$$W9 := w10 = 0.035$$

Продолжение приложения Г

$$W10 := w1 + w1 \cdot w4 + w4 + w8 + w8 \cdot (w4 + w10) = 0.075$$

вероятность отказов

$$Q1 := q6 = 1.68 \times 10^{-4}$$

$$Q2 := q7 = 4.243 \times 10^{-4}$$

$$Q3 := q1 + q1 \cdot q4 + q4 + q8 + q8 \cdot (q4 + q10) = 3.836 \times 10^{-4}$$

$$Q4 := q2 + q2 \cdot q4 + q5 + q9 + q9 \cdot (q5 + q11) = 3.836 \times 10^{-4}$$

$$Q5 := q6 = 1.68 \times 10^{-4}$$

$$Q6 := q3 = 1.5 \times 10^{-4}$$

$$Q7 := q2 + q2 \cdot q5 + q5 + q9 + q9 \cdot (q5 + q11) = 3.836 \times 10^{-4}$$

$$Q8 := q7 = 4.243 \times 10^{-4}$$

$$Q9 := q10 = 7.99 \times 10^{-5}$$

$$Q10 := q1 + q1 \cdot q4 + q4 + q8 + q8 \cdot (q4 + q10) = 3.836 \times 10^{-4}$$

время восстановления

$$t_{B1} := \left| \frac{Q1}{W1 - 2.8} \cdot 8760 \right| = 0.783$$

$$t_{B6} := \frac{Q6}{W6} \cdot 8760 = 43.8$$

$$t_{B2} := \frac{Q2}{W2} \cdot 8760 = 1.6$$

$$t_{B7} := \frac{Q7}{W7 - 0.04} \cdot 8760 = 94.683$$

$$t_{B3} := \frac{Q3}{W3} \cdot 8760 = 44.514$$

$$t_{B8} := \frac{Q8}{W8 - 0.04} \cdot 8760 = 1.628$$

$$t_{B4} := \frac{Q4}{W4 - 0.04} \cdot 8760 = 94.683$$

$$t_{B9} := \frac{Q9}{W8} \cdot 8760 = 0.301$$

$$t_{B5} := \frac{Q5}{W5 - 0.44} \cdot 8760 = 3.067$$

$$t_{B10} := \frac{Q10}{W8} \cdot 8760 = 1.447$$

параметры потока отказов для параллельных элементов

Продолжение приложения Г

$$W11 := W1 \cdot Q2 + W2 \cdot Q1 + \left(\frac{0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8}{8760} \right) = 1.434 \times 10^{-3}$$

$$W12 := W3 \cdot Q4 + W4 \cdot Q3 + \left(\frac{0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8}{8760} \right) = 7.113 \times 10^{-4}$$

$$W13 := W5 \cdot Q6 + W6 \cdot Q5 + \left(\frac{0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8}{8760} \right) = 7.964 \times 10^{-4}$$

$$W14 := W9 \cdot Q10 + W10 \cdot Q9 + \left(\frac{0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8}{8760} \right) = 6.728 \times 10^{-4}$$

$$WC := W11 + W12 + W13 + W14 = 3.615 \times 10^{-3}$$

средняя вероятность отказа системы

$$K_{\text{пр}1} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B1}} \right)} = 1 \qquad K_{\text{пр}6} := 1 - e^{\frac{-40}{t_{B6}}} = 0.599$$

$$K_{\text{пр}2} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B2}} \right)} = 1 \qquad K_{\text{пр}7} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B7}} \right)} = 0.345$$

$$K_{\text{пр}3} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B3}} \right)} = 0.593 \qquad K_{\text{пр}8} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B8}} \right)} = 1$$

$$K_{\text{пр}4} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B4}} \right)} = 0.345 \qquad K_{\text{пр}9} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B9}} \right)} = 1$$

$$K_{\text{пр}5} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B5}} \right)} = 1 \qquad K_{\text{пр}10} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B10}} \right)} = 1$$

$$Q11 := Q1 \cdot Q2 + \frac{(K_{\text{пр}1} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q2 + K_{\text{пр}2} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q1)}{8760} = 3.093 \times 10^{-7}$$

$$Q12 := Q3 \cdot Q4 + \frac{(K_{\text{пр}3} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q4 + K_{\text{пр}4} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q3)}{8760} = 2.916 \times 10^{-7}$$

$$Q13 := Q5 \cdot Q6 + \frac{(K_{\text{пр}5} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q6 + K_{\text{пр}6} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q5)}{8760} = 1.259 \times 10^{-7}$$

Продолжение приложения Г

$$Q_{14} := Q_8 \cdot Q_9 + \frac{(K_{\text{пр}8} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q_9 + K_{\text{пр}9} \cdot 0.44 \cdot 8 \cdot Q_8)}{8760} = 2.365 \times 10^{-7}$$

$$Q_C := Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} + Q_{14} = 9.634 \times 10^{-7}$$

среднее время безотказной работы

$$T_c := \frac{1}{W_C} = 2.767 \times 10^4$$

среднее время восстановления

$$t_{\text{вс}} := 8760 \cdot \frac{Q_C}{W_C} = 0.233$$

расчетное время безотказной работы

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 2.915 \times 10^3$$

математическое ожидание кол-ва недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 23.5 \cdot 1000$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot Q_C \cdot 8760 = 0.198$$

расчет ущерба

$$Y_0 := 1900 \quad Y_{0\text{вн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 23.5$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 376.807$$

ущерб внезапности

$$Y_{0\text{вн}} := Y_{0\text{вн}} \cdot P_{\text{мак}} = 9.4$$

Продолжительность отключения

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони

$$\sigma_{\text{тех.бр}} := 0.2$$

$$P_{\text{тех.бр}} := \sigma_{\text{тех.бр}} \cdot P_{\text{мак}} = 4.7$$

удельная величина ущерба

$$Y_{\text{пс}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{мак}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_{0\text{вн}} + \frac{Y_{0\text{вн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{тех.бр}} \cdot t_{\text{огр}} = 1.067 \times 10^4$$

Продолжение приложения Г

$$w_{0.ВЛ220} := \frac{0.5}{100} \quad t_{в.вл220} := 11 \quad w_{пл.ВЛ220} := 2.8 \quad t_{в.пл.вл220} := 17$$

$$T_{пр.1} := w_{0.ВЛ220} \cdot I_1 \cdot t_{в.вл220} + w_{пл.ВЛ220} \cdot t_{в.пл.вл220} = 49.8$$

$$T_{пр.2} := w_{0.ВЛ220} \cdot I_2 \cdot t_{в.вл220} + w_{пл.ВЛ220} \cdot t_{в.пл.вл220} = 53.155$$

$$w_{0.тр220} := 0.025 \quad t_{в.тр220} := 60 \quad w_{тек.тр220} := 1 \quad t_{в.тек.тр220} := 30$$

$$w_{кап.тр220} := 0.166 \quad t_{в.кап.тр220} := 330$$

$$T_{пр.тр.220} := w_{0.тр220} \cdot t_{в.тр220} + w_{тек.тр220} \cdot t_{в.тек.тр220} + w_{кап.тр220} \cdot t_{в.кап.тр220} = 86.28$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.220} = 86.28$$

среднее время отключения потребителя

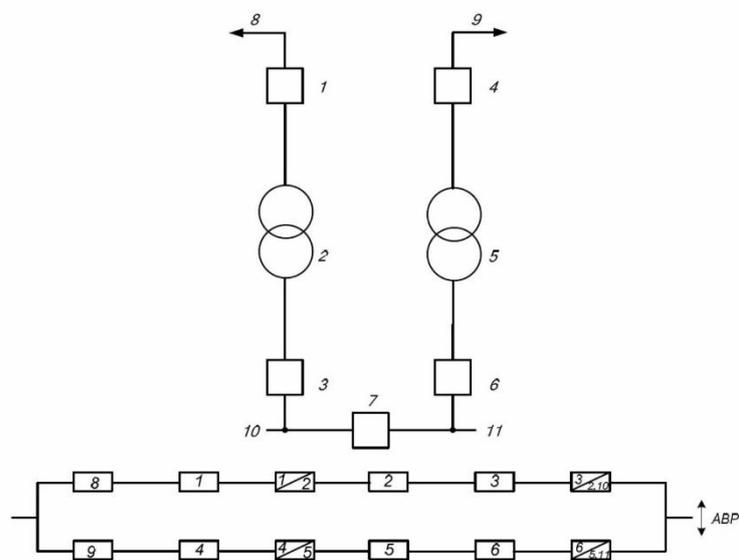
$$T_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 137.757$$

Величина ущерба, руб

$$У_{ПС} := \frac{У_{пс} \cdot T_{пр.пс} \cdot 1.9}{1000} = 2.793 \times 10^3$$

Продолжение приложения Г

Расчет надежности 3 Варианта



$$w_{\text{ВЫКЛ220}} := 0.03$$

$$t_{\text{ВЫКЛ220}} := 43.8$$

$$l_1 := 40$$

$$w_{\text{ЛЭП220}} := 0.6$$

$$t_{\text{ЛЭП220}} := 1.6$$

$$w_{\text{T220}} := 0.03$$

$$t_{\text{T220}} := 61.32$$

$$l_2 := 101$$

$$w_1 := w_{\text{ВЫКЛ220}} = 0.03$$

$$w_5 := w_{\text{T220}} = 0.03$$

$$w_4 := w_{\text{ВЫКЛ220}} = 0.03$$

$$w_2 := w_{\text{T220}} = 0.03$$

$$w_9 := w_{\text{ЛЭП220}} = 0.6$$

$$w_3 := 0.0137$$

$$w_{10} := 0.035$$

$$w_8 := w_{\text{ЛЭП220}} = 0.6$$

$$w_6 := 0.0137$$

$$w_{11} := 0.035$$

$$t_1 := \frac{t_{\text{ВЫКЛ220}}}{8760} = 5 \times 10^{-3}$$

$$t_2 := \frac{t_{\text{T220}}}{8760} = 7 \times 10^{-3}$$

$$t_3 := 0.00172 = 1.72 \times 10^{-3}$$

$$t_4 := t_1 = 5 \times 10^{-3}$$

$$t_5 := t_2 = 7 \times 10^{-3}$$

$$t_6 := t_3 = 1.72 \times 10^{-3}$$

$$t_9 := \frac{t_{\text{ЛЭП220}}}{8760} = 1.826 \times 10^{-4}$$

$$t_{10} := \frac{5}{8760}$$

$$t_{11} := \frac{5}{8760}$$

$$t_8 := t_9$$

Продолжение приложения Г

$$\begin{aligned}
 q1 &:= w1 \cdot t1 = 1.5 \times 10^{-4} & q2 &:= w2 \cdot t2 = 2.1 \times 10^{-4} & q3 &:= w3 \cdot t3 = 2.356 \times 10^{-5} \\
 q4 &:= w4 \cdot t4 = 1.5 \times 10^{-4} & q5 &:= w5 \cdot t5 = 2.1 \times 10^{-4} & q6 &:= w6 \cdot t6 = 2.356 \times 10^{-5} \\
 & & q8 &:= w8 \cdot t8 = 1.096 \times 10^{-4} & q9 &:= w9 \cdot t9 = 1.096 \times 10^{-4} \\
 q10 &:= w10 \cdot t10 = 1.998 \times 10^{-5} & q11 &:= w11 \cdot t11 = 1.998 \times 10^{-5}
 \end{aligned}$$

параметры потока отказов

$$W1 := w8 + w1 + w1 \cdot w2 + w2 + w3 + w3 \cdot (w2 + w10) = 0.675$$

$$W2 := w9 + w4 + w4 \cdot w5 + w5 + w6 + w6 \cdot (w5 + w11) = 0.675$$

вероятности отказов

$$Q1 := q8 + q1 + q1 \cdot q2 + q2 + q3 + q3 \cdot (q2 + q10) = 4.932 \times 10^{-4}$$

$$Q2 := q9 + q4 + q4 \cdot q5 + q5 + q6 + q6 \cdot (q5 + q11) = 4.932 \times 10^{-4}$$

время восстановления

$$t_{B1} := \frac{Q1}{W1 - 0.044} \cdot 8760 = 6.842$$

$$t_{B2} := \frac{Q2}{W2 - 0.044} \cdot 8760 = 6.842$$

параметры потока отказов для параллельных элементов

$$WC := W1 \cdot Q2 + W2 \cdot Q1 + \left(\frac{0.531 \cdot 0.14 \cdot 8 + 0.531 \cdot 0.14 \cdot 8}{8760} \right) = 8.021 \times 10^{-4}$$

средняя вероятность отказа системы

$$K_{\text{пр}1} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B1}} \right)} = 0.997 \quad K_{\text{пр}2} := 1 - e^{\left(\frac{-40}{t_{B2}} \right)} = 0.997$$

$$QC := Q1 \cdot Q2 + \frac{(K_{\text{пр}1} \cdot 0.14 \cdot 8 \cdot Q2 + K_{\text{пр}2} \cdot 0.14 \cdot 8 \cdot Q1)}{8760} = 3.69 \times 10^{-7}$$

среднее время безотказной работы

$$T_c := \frac{1}{WC} = 1.247 \times 10^3$$

среднее время восстановления

$$t_{\text{bc}} := 8760 \cdot \frac{QC}{WC} = 0.013$$

расчетное время безотказной работы

Продолжение приложения Г

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 131.361$$

математическое ожидание кол-ва недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 23.5 \cdot 1000$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot Q_C \cdot 8760 = 0.253$$

расчет ущерба

$$Y_0 := 1900 \quad Y_{0\text{вн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 23.5$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 481.075$$

ущерб внезапности

$$Y_{0\text{вн}} := Y_{0\text{вн}} \cdot P_{\text{мак}} = 9.4$$

Продолжительность отключения

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони

$$\sigma_{\text{тех.бр}} := 0.2$$

$$P_{\text{тех.бр}} := \sigma_{\text{тех.бр}} \cdot P_{\text{мак}} = 4.7$$

удельная величина ущерба

$$Y_{\text{пс}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{мак}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{0\text{вн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{тех.бр}} \cdot t_{\text{огр}} = 1.361 \times 10^4$$

$$w_{0.\text{ВЛ}220} := \frac{0.5}{100} \quad t_{\text{в.вл}220} := 11 \quad w_{\text{пл.ВЛ}220} := 2.8 \quad t_{\text{в.пл.вл}220} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := w_{0.\text{ВЛ}220} \cdot 1 \cdot t_{\text{в.вл}220} + w_{\text{пл.ВЛ}220} \cdot t_{\text{в.пл.вл}220} = 49.8$$

$$T_{\text{пр.2}} := w_{0.\text{ВЛ}220} \cdot 2 \cdot t_{\text{в.вл}220} + w_{\text{пл.ВЛ}220} \cdot t_{\text{в.пл.вл}220} = 53.155$$

$$w_{0.\text{тр}220} := 0.025 \quad t_{\text{в.тр}220} := 60 \quad w_{\text{тек.тр}220} := 1 \quad t_{\text{в.тек.тр}220} := 30$$

$$w_{\text{кап.тр}220} := 0.166 \quad t_{\text{в.кап.тр}220} := 330$$

$$T_{\text{пр.тр.220}} := w_{0.\text{тр}220} \cdot t_{\text{в.тр}220} + w_{\text{тек.тр}220} \cdot t_{\text{в.тек.тр}220} + w_{\text{кап.тр}220} \cdot t_{\text{в.кап.тр}220} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.3}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

среднее время отключения потребителя

$$T_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}}}{2} + T_{\text{пр.3}} = 137.757$$

Величина ущерба, руб

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{пс}} \cdot T_{\text{пр.пс}} \cdot 1.9}{1000} = 3.562 \times 10^3$$