

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 электрических сетей в связи с выводом из эксплуатации Чульманской ТЭЦ в Якутии

Исполнитель
студент группы 842 об2

А.В. Сокирко

_____ подпись, дата

Руководитель
Профессор
доктор. техн. наук

Н.В. Савина

_____ подпись, дата

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

А.Б. Булгаков

_____ подпись, дата

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

А.Н. Козлов

_____ подпись, дата

Благовещенск 2022

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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Сокирко Алёны Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей в связи с выводом из эксплуатации Чульманской ТЭЦ в Якутии

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 29.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): обоснование необходимости реконструкции электрических сетей, разработка варианта подключения ПС Чульманская 110/35/6 кВ к системе внешнего электроснабжения, выбор силовых трансформаторов 110/35/6 кВ и основного оборудования для ПС Чульманская 110/35/6 кВ, проверка проводов линий электропередачи, расчет токов короткого замыкания, расчёт режимов работы электрической сети

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть работы содержит шесть листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: зав. кафедрой энергетики, профессор, доктор техн. наук Н.В. Савина

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 стр., 21 рисунок, 53 таблицы, 86 формул, 30 источников, 2 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данной работе проведен анализ состояния электрических сетей в районе расположения «Чульманской ТЭЦ» и разработан один из вариантов реконструкции данных сетей при выводе из эксплуатации последнего, проведен расчет электрических нагрузок, разработана схема подключения и выбраны соответствующие распределительные устройства на вновь вводимой ПС «Чульманская». Дополнительно проведен расчет токов короткого замыкания с последующей проверкой выбранного оборудования по условиям протекания данных токов. Рассмотрены вопросы, связанные с расчетом уставок микропроцессорной защиты и автоматики выбранного оборудования на ПС «Чульманская». В части безопасности жизнедеятельности определены меры безопасности при эксплуатации маслonaполненного и остального электротехнического оборудования

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – электрическая подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

МЗ - микропроцессорная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 7 |
| 1. Характеристика района реконструкции электрических сетей в районе Чульманской ТЭЦ | 9 |
| 1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности в районе расположения Чульманской ТЭЦ | 9 |
| 1.2. Краткая характеристика поселка городского типа «Чульман» | 10 |
| 1.3. Анализ существующей электрической сети напряжением 110 кВ в районе расположения Чульманской ТЭЦ | 12 |
| 1.4. Обоснование целесообразности вывода из эксплуатации «Чульманской ТЭЦ» и реконструкции электрических сетей | 18 |
| 2. Расчёт и анализ электрических нагрузок | 20 |
| 3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети | 25 |
| 3.1. Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции | 25 |
| 3.2. Технический анализ принятых вариантов реконструкции | 32 |
| 3.3. Выбор номинального напряжения при подключении ПС «Чульманская» к системе внешнего электроснабжения | 35 |
| 3.4. Компенсация реактивной мощности | 35 |
| 3.5. Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих | 37 |
| 3.6. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС «Чульманская» | 39 |
| 4. Расчет режимов работы сети | 43 |
| 4.1 Расчет нормального режима работы сети | 46 |
| 5. Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети | 56 |
| 6. Расчет токов короткого замыкания | 60 |
| 7. Выбор оборудования РУ 110/35/6 КВ ПС «Чульманская» | 71 |
| 7.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения | |

| | |
|--|-----|
| ПС Чульманская | 71 |
| 7.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ | 72 |
| 7.3 Выбор выключателей на стороне 35 кВ | 74 |
| 7.4 Выбор выключателей на стороне 6 кВ | 75 |
| 7.5 Выбор разъединителей | 77 |
| 7.6 Выбор трансформаторов тока | 78 |
| 7.7 Выбор трансформаторов напряжения | 84 |
| 7.8 Выбор гибкой ошиновки | 86 |
| 7.9 Выбор жесткой ошиновки | 88 |
| 7.10 Выбор ОПН | 90 |
| 7.11 Выбор трансформатора собственных нужд | 91 |
| 7.12 Оперативный ток | 92 |
| 8. Защита и автоматика | 93 |
| 8.1 Дифференциальная защита | 93 |
| 8.2 Защита от перегрузки | 95 |
| 8.3 Максимальная токовая защита | 96 |
| 8.4 Газовая защита | 96 |
| 8.5 Автоматика ввода резерва | 97 |
| 8.6 Автоматическая частотная разгрузка | 98 |
| 8.7 Автоматическое повторное включение | 99 |
| 9. Безопасность и экологичность | 101 |
| 9.1 Безопасность | 101 |
| 9.2 Экологичность | 109 |
| 9.3 Чрезвычайные ситуации | 115 |
| Заключение | 117 |
| Библиографический список | 119 |
| Приложение А. Расчет нормальных режимов работы | 122 |
| Приложение Б. Расчет послеаварийных режимов работы | 126 |

ВВЕДЕНИЕ

В республике САХА Якутия в настоящее время планируется вывести из эксплуатации Чульманскую ТЭЦ так ее оборудование было введено в 1962, что является большим сроком для энергетики, в связи с этим появляется острая необходимость ввода в эксплуатацию другого источника электрической энергии для района, в котором она расположена.

В данной работе и будет рассматриваться данный вопрос о вводе в работу объекта электроэнергетики, который будет покрывать все нужды посёлка городского типа «Чульман» в центре которого и расположена «Чульманская ТЭЦ». Упор в данной работе будет сделан на разработку варианта решения данной проблемы, который будет отвечать всем требованиям с экономической точки зрения, но также и с точки зрения надежности и качества электроснабжения потребителей.

Актуальность работы – в настоящее время эксплуатация энергетического оборудования Чульманской ТЭЦ практически не выполняется т.к. его срок службы давно закончился, тем не менее в настоящее время от нее получают питание потребители данного района в частности поселка городского типа «Чульман» и аэропорт. Исходя из вышесказанного возникает необходимость создания такого объекта – электрической подстанции которая примет на себя обязанности по электроснабжению данных потребителей. В данной работе будет разработан вариант решения проблемы электроснабжения с указанием всех характеристик оборудования которое необходимо установить на ПС.

Цель работы – разработка варианта реконструкции электрических сетей Нерюнгринского района республики САХА (Якутия) при выводе из эксплуатации Чульманской ТЭЦ, для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Данная цель реализуется решением следующих задач:

- В бакалаврской работе был произведен анализ данных в районе реконструкции которые включали в себя схему электрической сети, данные о нагрузках во время контрольного замера, данные об установленном в сети оборудовании, на основании этих данных проведена разработка варианта реконструкции электрической сети.

- Разработаны несколько наиболее перспективных вариантов реконструкции электрической сети при подключении нового объекта электроэнергетики.

- На основании технического анализа и экономического сравнения, и расчета режимов работы электрической сети определен оптимальный вариант.

- Для принятого варианта реконструкции сети проведен выбор основного электротехнического оборудования для ПС Чульманская.

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение:

Браузер: Opera

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ ЧУЛЬМАНСКОЙ ТЭЦ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности в районе расположения Чульманской ТЭЦ

При выполнении реконструкции электрических сетей, а также проектировании трансформаторных подстанций, особое внимание необходимо уделять климатической характеристике рассматриваемой территории.

При проектировании воздушных линий электропередач особое значение имеет скорость ветра, скоростной напор ветра, который определяется согласно правилам устройства электроустановок также особое внимание необходимо уделять и толщине стенки гололёда, который возникает на проводах при различных климатических условиях. Эти данные очень важны при проектировании вновь вводимых воздушных линий электропередач так как позволяют правильно выбрать проводник, который будет служить длительное время и не приведет к аварийным ситуациям.

При проектировании подстанционного оборудования необходимо учитывать различные температуры включая максимальное и минимальное значение так же необходимо знать данные о глубине промерзания грунта т.к. данная информация понадобится при проектировании заземляющего устройства, дополнительным важным параметром при расчёте молниезащиты объектов электроэнергетики является число грозových часов в году.

Следует отметить что правильный выбор оборудования является залогом его надежной работы в течение всего срока эксплуатации и не будет приводить к отключению от электроснабжения потребителей получающим питание от данных объектов электроэнергетики.

Территориальные особенности: Поселок Чульман расположен на Алданской возвышенности, на востоке находится глубокое ущелье с

белыми скалами. В Чульмане субарктический климат. Зима очень холодная со средней температурой от -33,9 до -26,7 ° С, в то время как лето мягкое со средней температурой от +10,9 до +21,8 ° С. Осадки умеренные, летом их намного больше, чем в другое время года.

Все необходимые данные для проведения последующих расчётов будут сведены в таблицу 1 [15]:

Таблица 1 – Климатические условия

| Параметр | Количественная характеристика |
|---|-------------------------------|
| Район по ветру | I |
| Максимальный скоростной напор, (Н/м ²) | 400 |
| Максимальная скорость ветра, (м/с) | 25 |
| Район по гололеду согласно | II |
| Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм) | 15 |
| Температура гололёдообразования (°С) | -5 |
| Температура воздуха максимальная (°С) | 38 |
| Температура воздуха минимальная (°С) | -56 |
| Температура воздуха среднегодовая (°С) | -7,2 |
| Число грозных часов | 40-60 |
| Степень загрязнения атмосферы | II |
| Преобладающее направление ветра | Северо- западное |
| Почвы | Горно-лесные |
| Глубина промерзания грунта (М) | 3,0 м |
| Удельное электрическое сопротивление грунта (Ом×м) | 50 |

Все указанные в данной таблице значения будут учитываться при решении последующих задач

1.2 Краткая характеристика поселка городского типа «Чульман»

«Чульман» - посёлок городского типа в «Нерюнгринском» районе Якутии. Расположен на реке «Чульман», левый приток реки «Тимптон». Через посёлок проходят Амуро - Якутская железнодорожная магистраль и федеральная автодорога «Лена».

Имеется аэропорт международного значения, способный принимать практически любые воздушные суда. Через «Чульман» проходит

международная воздушная трасса.

В данном районе имеются месторождения угля, минеральные воды, огромные запасы питьевой артезианской воды, геотермальные источники.

Основой жизнедеятельности «Чульмана» стало создание в 1928 г. авто пункта по обслуживанию автомобилей с подчинением его управлению «АЯМ-золототранс», находящемуся в «Невере». Строились первые мастерские, строился посёлок. Большая часть его жителей была занята на обслуживании трассы. Таким образом, автобаза «АЯМтранс» стала первым градообразующим предприятием. В 1934 г. «Чульман» стал крупным населённым пунктом «Тимптонского» района. Здесь проживало 503 человека, имелись авторемонтные мастерские, кирпичный завод, угольная шахта, небольшая электростанция, почта, телеграф, телефон, радиостанция, больница на 10 коек.

Характеристика потребителей: основную долю в размаиваемой части системы электроснабжения составляют жилые дома как одноэтажные так и многоэтажные так же в нагрузке имеются различные мелкие частные предприятия торговли, так же имеются общественные потребители школы больницы, детские сады, так же имеются складские помещения гаражные массивы, административные здания и помещения, к потребителям Аэропорта относятся так же жилые здания, административное здание Аэропорта. Действующих промышленных предприятий в поселке Чульман нет.

По категории надежности электроснабжения потребители делятся на третью (основная часть нагрузки) и вторую, первая категория в нагрузке не представлена.

Потребители подключаются не переменное напряжение промышленной частоты 50 Гц

Плотность населения поселка 800 чел/км²

Численность населения по состоянию на 2021 год составляет 7433 человека и постоянно растёт.

1.3 Анализ существующей электрической сети напряжением 110 кВ в районе расположения Чульманской ТЭЦ

При демонтаже Чульманской ТЭЦ влияние будет оказано на все ПС 110 кВ указанные на рисунке 1, рассмотрим подробно данную схему электрической сети, карта схема представлена на рисунке 2. От распределительного устройства 110 кВ Чульманской ТЭЦ отходят две двух-цепные линии электропередачи в сторону ПС «Лебединый» и РУ 110 кВ «Нерюнгринской ГРЭС», от первой ВЛ подключаются следующие подстанции «Инаглинская», «Угольная», далее одна цепь указанной ВЛ уходит в сторону ПС «Хатыми», вторая цепь на ПС «Малый Немныр», «Большой Немныр», «Юхта». От второй двух цепной ВЛ подключены следующие подстанции «Денисовская», «Дежневская», «Комсомольская».

Схема сети является замкнутой, выполнена в виде воздушных линий электропередачи на стальных опорах. Воздушные линии электропередачи в рассматриваемой части сети выполнены проводами марки АС сечением токоведущей части 120-185 мм², несущей части 19-29 мм², протяженность участков ВЛ варьируется от 0,2 до 87 км.

Приводим основные данные по распределительным устройствам и трансформаторам, эксплуатируемым на рассматриваемой части электрической сети:

ПС «Инаглинская», «Комсомольская», «Дежневская»: распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема подключения отпаечная), на стороне низкого напряжения РУ выполнено как «две секции шин с секционным выключателем», силовые трансформаторы типа 2×ТРДН 16000/110/6/6.

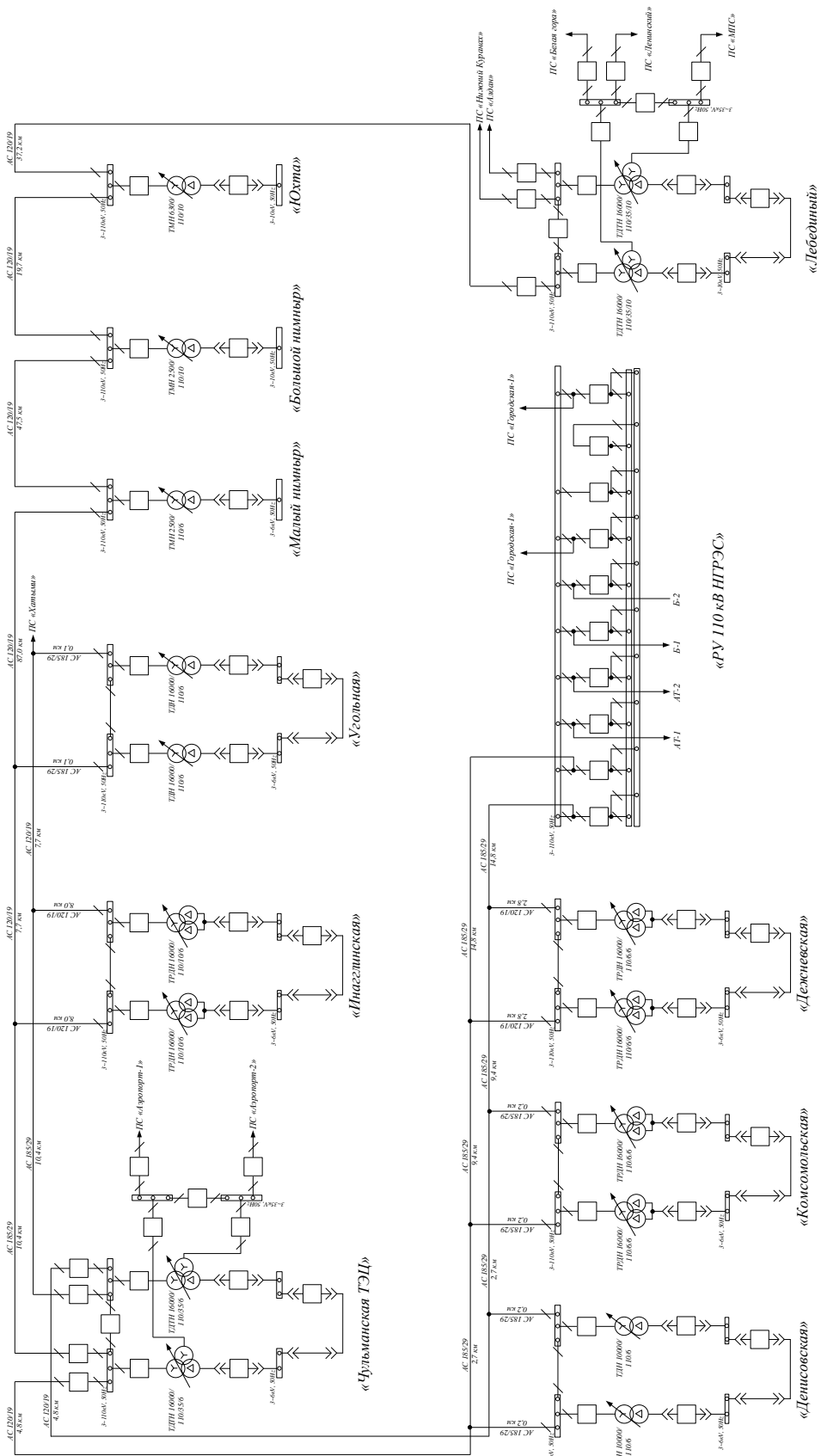


Рисунок 1 – Однолинейная схема существующей электрической сети

ПС «Угольная»: распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема подключения отпаечная), на стороне низкого напряжения РУ выполнено как «две секции шин с секционным выключателем», силовые трансформаторы типа 2×ТДН 16000/110/6.

ПС «Малый Нимныр»: распределительное устройство высокого и низкого напряжения выполнено в виде одной секции шин (схема подключения транзитная), силовой трансформатор типа ТМН 2500/110/6.

ПС «Большой Нимныр»: распределительное устройство высокого и низкого напряжения выполнено в виде одной секции шин (схема подключения транзитная), силовой трансформатор типа ТМН 2500/110/10.

ПС «Юхта»: распределительное устройство высокого и низкого напряжения выполнено в виде одной секции шин (схема подключения транзитная), силовой трансформатор типа ТМН 6300/110/10.

ПС «Денисовская»: распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема подключения отпаечная), на стороне низкого напряжения РУ выполнено как «две секции шин с секционным выключателем», силовые трансформаторы типа 2×ТДН 10000/110/6.

ПС «Лебединый»: распределительное устройство высокого и среднего напряжения выполнено по схеме 9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема подключения транзитная), на стороне низкого напряжения РУ выполнено как «две секции шин с секционным выключателем», силовые трансформаторы типа 2×ТДТН 10000/110/35/6.

Основные проблемы, встречающиеся на представленных ПС это устаревание оборудования, которое периодически выходит из строя, с загрузкой оборудования выше нормативных значений в данном районе электрических сетей проблемы нет.

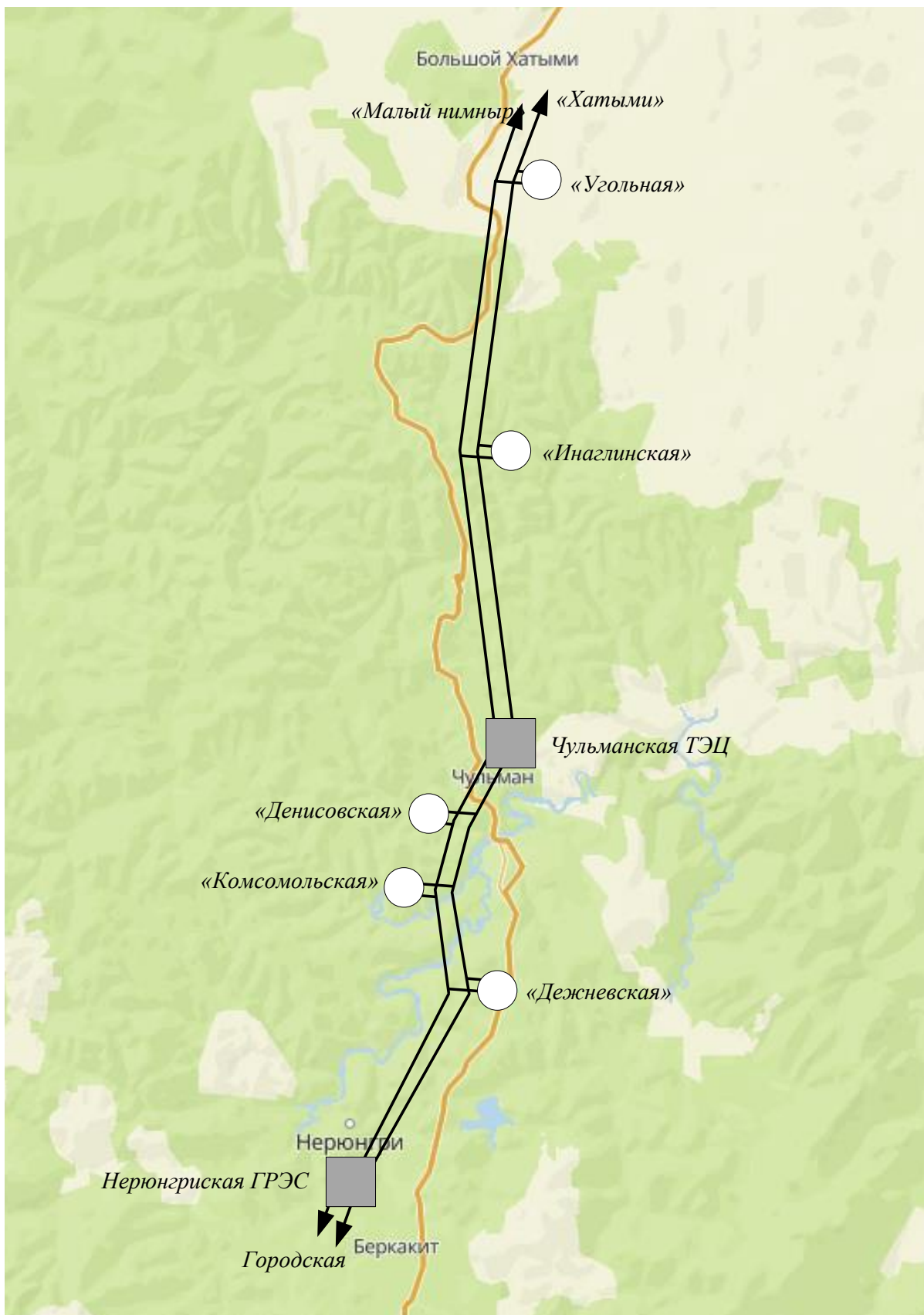


Рисунок 2 – Карта-схема существующей электрической сети

В рассматриваемом районе электрических сетей имеется два источника питания («Чульманская ТЭЦ» в настоящее время электрическую энергию на вырабатывает) – «Нерюнгринская ГРЭС», ПС «Нижний Куранах»

Рассмотрим возможные источники питания при выводе Чульманской ТЭЦ из работы, первым возможным источником питания при выводе Чульманской ТЭЦ из работы будет являться Нерюнгринская ГРЭС: она представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 570 МВт, свободная располагаемая мощность Нерюнгринской ГРЭС составляет 70 МВт, установленная тепловая мощность — 820 Гкал/час. Тепловая схема станции — моноблочная. В качестве топлива используется каменный уголь Нерюнгринского месторождения. На данной электростанции в настоящее время эксплуатируются два энергоблока номинальной мощностью 180 и 210 МВт, на станции имеется два распределительных устройства номинальным напряжением 110 и 220 кВ выполненных по схеме «две рабочие не секционированные и обходная система шин», на напряжении 220 кВ организована связь с такими ПС как «Тында», «НПС-19», «Налдинская», «НПС-18» «Нижний Куранах». Однолинейная схема НГРЭС представлена на рисунке 3.

Второй возможный источник питания это ПС «Нижний Куранах», однолинейная схема данной ПС представлена на рисунке 4. Данная ПС имеет четыре уровня номинальных напряжений 220/110/35/10, рассмотрим распределительные устройства данной ПС:

РУ 220 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» имеется связь с ПС «НПС-15», «НПС-16», «Нерюнгринская ГРЭС»

РУ 110 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная и обходная система шин», имеется связь с ПС «Верхний Куранах», «Лебединый» и ПС «ЗИФ»

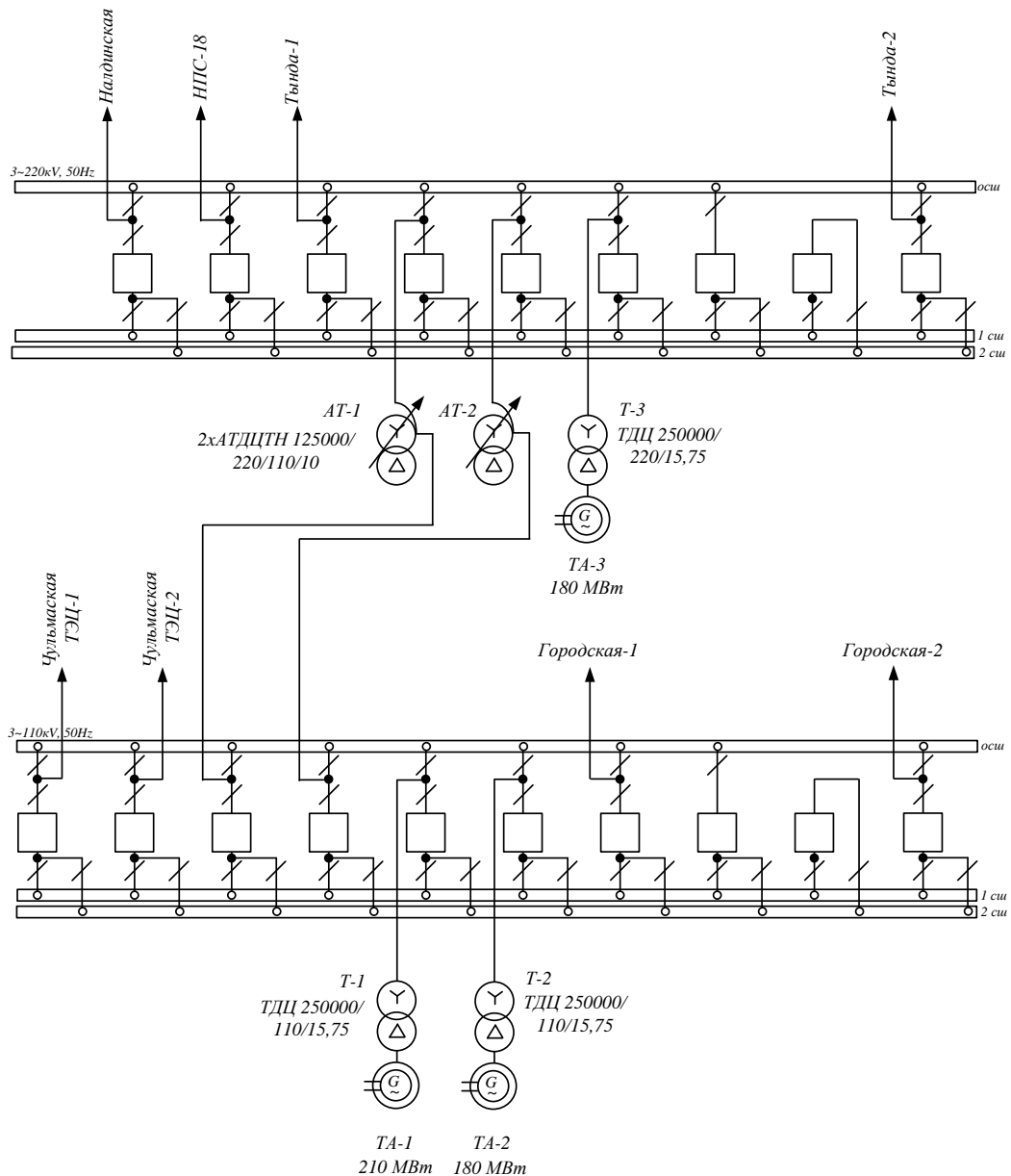


Рисунок 3 - Принципиальная однолинейная схема Нерюнгринской ГРЭС

РУ 35 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин», от нее получает питание ПС «Якобит»

РУ 6 кВ выполнено по схеме «две секции шин»

На ПС установлены два автотрансформатора типа АДЦТН 63000/220/110/35, так же имеются два трансформатора 35/6 кВ типа ТДТН 6300/35/6.

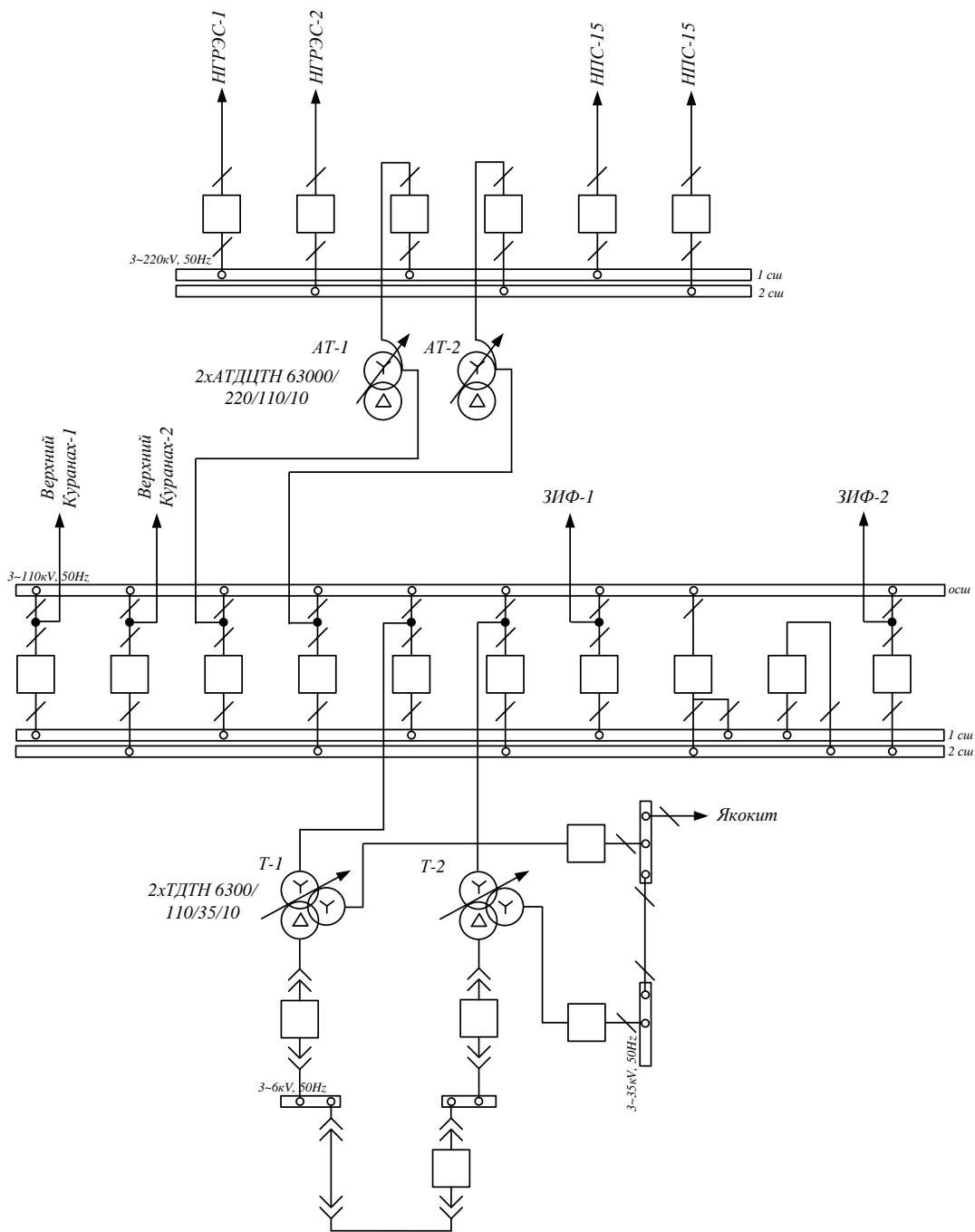


Рисунок 4 - Принципиальная однолинейная схема ПС Нижний Куранах

1.4 Обоснование целесообразности вывода из эксплуатации «Чульманской» ТЭЦ и реконструкции электрических сетей

В настоящее время выработка электрической энергии на «Чульманской ТЭЦ» не представляется возможной т.к. основное энергетическое оборудование в частности котлы и турбины исчерпали свой ресурс и дальнейшая их эксплуатация недопустима по условиям безопасности.

Установленная мощность Чульманской ТЭЦ при работе составляла 48 МВт.

Поэтому перед сетевым предприятием стоит вопрос о демонтаже данного важного объекта электроэнергетики, при этом следует отметить что в настоящее время на данной электростанции находятся в работе распределительные устройства 110/35/6 кВ работающие в транзитном режиме, так же здесь установлены силовые трехобмоточные трансформаторы. Оборудование распределительных устройств и сами силовые трансформаторы так и как энергетическое оборудование практически полностью исчерпали свой ресурс и, следовательно, требуется их вывод из эксплуатации.

Полностью оставить без электроснабжения данный район электрической сети нельзя т.к. здесь находятся такие потребители как поселок городского типа «Чульман» и прилегающий к нему аэропорт, поэтому в данной работе предлагается один из вариантов решения данного вопроса: введение в эксплуатацию новой ПС «Чульманская» имеющей три уровня номинальных напряжений которая бы позволил организовать питание существующих потребителей. Современное оборудование, которое будет установлено на данной ПС позволит повысить уровень надёжности электроснабжения всех потребителей рассматриваемого района.

При этом так же будет производиться реконструкция электрической сети при демонтаже Чульманской ТЭЦ, т.к. выработка электрической энергии от нее прекратится и произойдёт перераспределение потоков мощности в сети.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе применяется вероятно статистический метод, основанный на реальных данных, в качестве реальных данных рассматривались данные контрольных замеров за 5 лет, проведенный анализ данных позволил выявить наиболее загруженный год – 2021.

На основании этих данных далее будет проводиться реконструкция электрической сети, выбор и проверка оборудования линий электропередачи и подстанции, а также расчет различных режимов работы.

Проводим расчет средней мощности по следующей формуле [3]:

$$P_{cp} = \frac{\sum P_i}{N} \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q_i}{N} \quad (2)$$

где P_i – активная мощность нагрузки для каждого замера (МВт);

Q_i – реактивная мощность нагрузки для каждого замера (Мвар);

N – количество замеров (ед.);

Проводим расчет на примере ПС Юхта:

$$P_{cp} = \frac{2,62 + 2,19 + 1,85 + 1,55 + 2,01 + 2,5}{6} = 2,47 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{cp} = \frac{0,89 + 0,75 + 0,63 + 0,53 + 0,68 + 0,85}{6} = 0,84 \text{ (Мвар)}$$

Максимальная мощность нагрузки определяется из данных контрольного замера путем выбора наибольшего значения, для нашего примера:

$$P_{max} = 2,62 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\text{макс}} = 0,89 \text{ (Мвар)}$$

Далее проводим расчет прогнозных значений нагрузки для рассматриваемых ПС по следующим формулам.

Для максимальной мощности [3]:

$$P_{\text{прмакс}} = P_{\text{макс}} \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (3)$$

$$Q_{\text{прмакс}} = Q_{\text{макс}} \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (4)$$

Для средней мощности:

$$P_{\text{прср}} = P_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (5)$$

$$Q_{\text{прср}} = Q_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (6)$$

где K - годовое увеличение нагрузки согласно статистическим данным (%).

T - период прогнозирования (лет):

Проводим расчет на примере ПС Юхта

$$P_{\text{прмакс}} = 2,62 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{10} = 3,04 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\text{прмакс}} = 0,89 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{10} = 1,03 \text{ (Мвар)}$$

$$P_{\text{прср}} = 2,47 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{10} = 2,87 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\text{прср}} = 0,84 \cdot \left(1 + \frac{1,5}{100}\right)^{10} = 0,98 \text{ (Мвар)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ПС, результаты расчета

приведены в таблице 2, 3 (в таблицах так же приведены коэффициенты загрузки трансформаторов в режиме максимальных загрузок)

Таблица 2 – Расчетные данные по загрузке трансформаторов подстанций

| Наименование ПС | $U_{ном}$ (кВ) | $P_{макс}$ (МВт) | $Q_{макс}$ (Мвар) | $P_{ср}$ (МВт) | $Q_{ср}$ (Мвар) | Кз (о.е) |
|-----------------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|--------------------|-------------|
| Юхта | 10 | 2,62 | 0,89 | 2,46 | 0,84 | 0,44 |
| Большой Нимныр | 10 | 0,6 | 0,20 | 0,56 | 0,19 | 0,25 |
| Малый Нимныр | 6 | 0,42 | 0,14 | 0,39 | 0,13 | 0,18 |
| Угольная | 6 | 1,25 | 0,43 | 1,18 | 0,40 | 0,04 |
| Инаглинская | 6 | 8,68 | 2,95 | 8,16 | 2,77 | 0,29 |
| Денисовская | 6 | 3,0 | 1,02 | 2,82 | 0,96 | 0,16 |
| Комсомольская | 6 | 9,35 | 3,83 | 8,79 | 3,60 | 0,32 |
| Дежневская | 6 | 19,0 | 7,79 | 17,86 | 7,32 | 0,64 |
| Лебединый | 35 | 10,1 | 4,14 | 9,49 | 3,89 | 0,39 |
| Лебединый | 6 | 1,47 | 0,43 | 1,38 | 0,40 | |

Таблица 3 – Расчетные прогнозные данные по загрузке трансформаторов подстанций

| Наименование ПС | $U_{ном}$ (кВ) | $P_{прмакс}$ (МВт) | $Q_{прмакс}$ (Мвар) | $P_{прср}$ (МВт) | $Q_{прср}$ (Мвар) | Кз (о.е) |
|-----------------|-------------------|-----------------------|------------------------|---------------------|----------------------|-------------|
| Юхта | 10 | 3,04 | 1,03 | 2,87 | 0,97 | 0,51 |
| Большой Нимныр | 10 | 0,70 | 0,23 | 0,65 | 0,22 | 0,29 |
| Малый Нимныр | 6 | 0,49 | 0,16 | 0,45 | 0,15 | 0,21 |
| Угольная | 6 | 1,45 | 0,50 | 1,37 | 0,46 | 0,05 |
| Инаглинская | 6 | 10,07 | 3,42 | 9,47 | 3,21 | 0,33 |
| Денисовская | 6 | 3,48 | 1,18 | 3,27 | 1,11 | 0,18 |
| Комсомольская | 6 | 10,85 | 4,44 | 10,20 | 4,18 | 0,37 |
| Дежневская | 6 | 22,04 | 9,04 | 20,72 | 8,49 | 0,74 |
| Лебединый | 35 | 11,72 | 4,80 | 11,01 | 4,51 | 0,45 |
| Лебединый | 6 | 1,71 | 0,50 | 1,60 | 0,46 | |

Приведенные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе оборудования и расчете режимов работы электрической сети.

Далее приводим данные максимальной мощности нагрузки ВЛ согласно данным контрольного замера, они приведены в таблице 4

Таблица 4 – Данные контрольного замера по загрузке оборудования ВЛ (зимний максимум) 2021 года

| Наименование ВЛ | $U_{ном}$ (кВ) | $P_{макс}$ (МВт) | $Q_{макс}$ (Мвар) | Нагрузочная плотность (А/мм ²) |
|----------------------------------|-------------------|---------------------|----------------------|--|
| Лебединый - Юхта | 110 кВ | 3,64 | 1,16 | 0,17 |
| Юхта – Большой Нимныр | 110 кВ | 1,02 | 0,33 | 0,05 |
| Малый нимныр – Большой Нимныр | 110 кВ | 0,42 | 0,13 | 0,02 |
| Инаглинская – Угольная | 110 кВ 1 цепь | 0,86 | 0,28 | 0,04 |
| | 110 кВ 2 цепь | 1,35 | 0,49 | 0,06 |
| Инаглинская – Чульманская ТЭЦ | 110 кВ 1 цепь | 7,2 | 2,59 | 0,26 |
| | 110 кВ 2 цепь | 7,69 | 2,77 | 0,27 |
| Угольная - Малый Нимныр | 110 кВ | 0,56 | 0,20 | 0,03 |
| Денисовская – Чульманская ТЭЦ | 110 кВ 1 цепь | 10,9 | 3,92 | 0,51 |
| | 110 кВ 2 цепь | 12,02 | 4,33 | 0,56 |
| Денисовская – Комсомольская | 110 кВ 1 цепь | 12,3 | 5,04 | 0,38 |
| | 110 кВ 2 цепь | 13,82 | 5,67 | 0,42 |
| Дежневская – Комсомольская | 110 кВ 1 цепь | 17,6 | 7,22 | 0,54 |
| | 110 кВ 2 цепь | 18,07 | 7,41 | 0,55 |
| Дежневская – НГРЭС | 110 кВ 1 цепь | 26,81 | 10,99 | 0,82 |
| | 110 кВ 2 цепь | 27,63 | 11,33 | 0,85 |

Приведенные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе оборудования и расчете режимов работы электрической сети.

Проводим анализ схемы электроснабжения представленного района электрических сетей в качестве недостатков следует отметить одноцепной исполнение ВЛ Угольная – Лебединый, хоть по ней и передается незначительная мощность тем не менее надёжность электроснабжения в данном направлении снижена. К недостаткам существующей электрической

сети относим низкую загрузку как подстанционного оборудования в частности силовых трансформаторов так и воздушных линий электропередачи.

Следует отметить что в задачи бакалаврской работы не входил вопрос решения низкой загруженности как линейного, так и подстанционного оборудования на рассматриваемом участке электрической сети поэтому расчеты, связанные с данной проблемой в данной работе выполняться не будут. В задачи входила только реконструкция самих линий электропередачи т.к. будет демонтирована Чульманская ТЭЦ и запитка потребителей, получающих питание непосредственно от нее.

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

В данном разделе рассмотрим варианты реконструкции электрической сети при выводе из эксплуатации «Чульманской ТЭЦ», с учетом выявленных недостатков в предыдущем разделе при этом необходимо учитывать следующие факторы:

- в настоящее время от трехобмоточных трансформаторов получают питание потребителей Аэропорта, электроснабжение которого не должно быть нарушено после реконструкции, так же от данных трансформаторов получает питание нагрузка на стороне 6 кВ которая представляет собой потребителей части поселка «Чульман» расположенной неподалеку от ТЭЦ, номинальное напряжение распределительной сети не должно меняться т.к. ТП расположенные в поселке имеют данное номинальное напряжение.

- распределительное устройство 110 кВ «Чульманской ТЭЦ» в настоящее время работает по транзитной схеме и объединяет между собой «Нерюнгринскую ГРЭС» с одной стороны и ПС «Нижний Куранах» с другой стороны, при реконструкции транзит мощности не должен быть разорван, при этом необходимость в столь большом РУ отсутствует, и оно может быть упрощено.

- новая подстанция «Чульманская» которая проектируется в данной работе должна находиться за территорией, которую в настоящее время занимает «Чульманская ТЭЦ» для обеспечения демонтажных работ.

- для всех вариантов реконструкции электрической сети должна быть спроектирована новая ПС «Чульманская» которая будет питать потребителей Аэропорта и поселка «Чульман» с установленными на ней силовыми трехобмоточными трансформаторами номинальная мощность которых будет

выбрана в соответствии актуальной нагрузкой.

Рассмотрим четыре варианта реконструкции:

Первый вариант: Воздушные линии, которые в настоящее время подключены к распределительному устройству 110 кВ «Чульманской ТЭЦ» будут объединены между собой:

ВЛ 110 кВ НГРЭС-1 цепь - Чульманская ТЭЦ и ВЛ Чульманская ТЭЦ – ПС Хатыми преобразуются в ВЛ ВЛ НГРЭС-1 цепь – ПС Хатыми,

ВЛ 110 кВ НГРЭС-2 цепь - Чульманская ТЭЦ и ВЛ Чульманская ТЭЦ – ПС Лебединый преобразуются в ВЛ НГРЭС-2 цепь – ПС Лебединый

ПС 110/35/6 кВ Чульманская подключается в виде отпаяк к данным ВЛ 110 кВ. Распределительное устройство высокого напряжения ПС Чульманская в данном варианте будет выполнено по схеме «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Распределительные устройства 35 и 6 кВ остаются без изменений. На вновь вводимой ПС предусматривается выбор современного оборудования.

Схема варианта реконструкции представлена на рисунке 5, 6

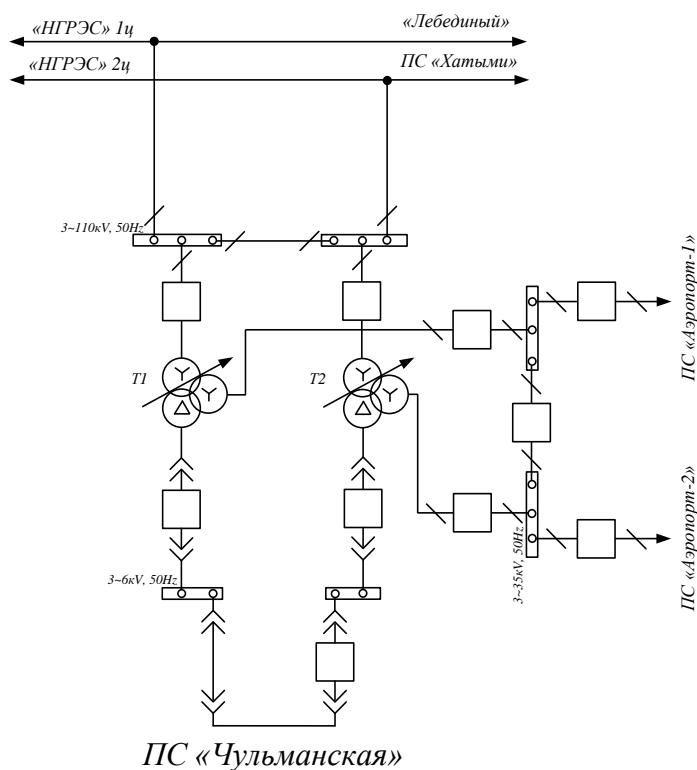


Рисунок 5 – Вариант №1 реконструкции электрической сети

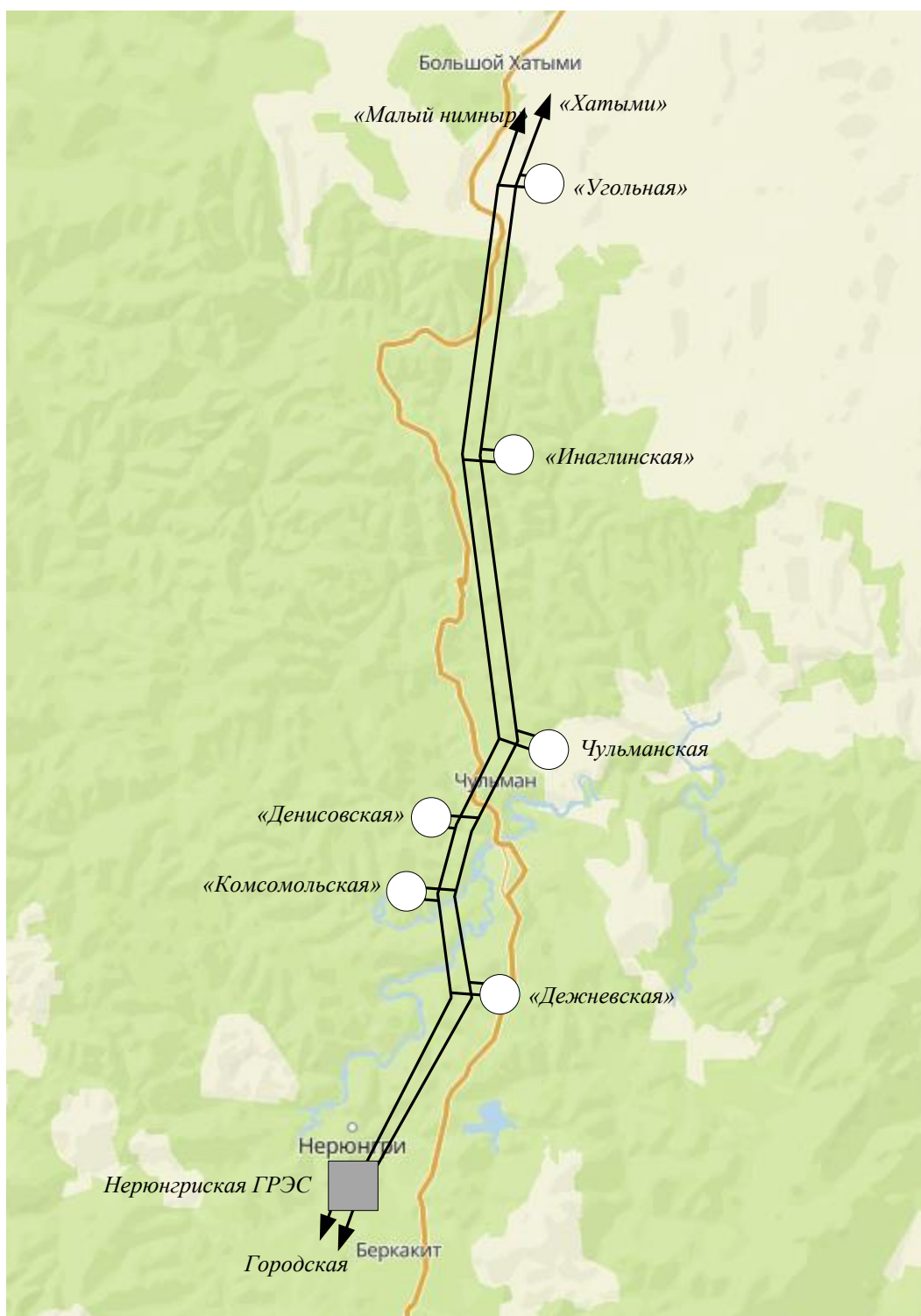


Рисунок 6 – Вариант №1 реконструкции сети

Данная схема имеет минимальный набор оборудования для ее организации необходимо строительство двух отпаяк от реконструируемых ВЛ 110 кВ, схема распределительного устройства предусматривает 2 выключателя.

Второй вариант: Предполагает все мероприятия по соединению ВЛ,

указанные в первом варианте, однако существенной особенностью будет схема подключения новой ПС Чульманская в рассечку ВЛ 110 кВ НГРЭС-2 цепь – ПС Лебединый, при этом схема РУ 110 кВ будет выполнена как «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», учитывая тот факт, что протяженность ВЛ имеет большую величину после реконструкции значительное количество подключенных ПС поэтому транзит мощности через нее имеет приоритетное значение. Принятая схема РУ применяется на проходных двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток. ПС «Чульманская» будет включаться в цепь ВЛ имеющую в настоящее время двухстороннее питание НГРЭС – ПС «Лебединый». Схема подключения представлена на рисунке 7,8.

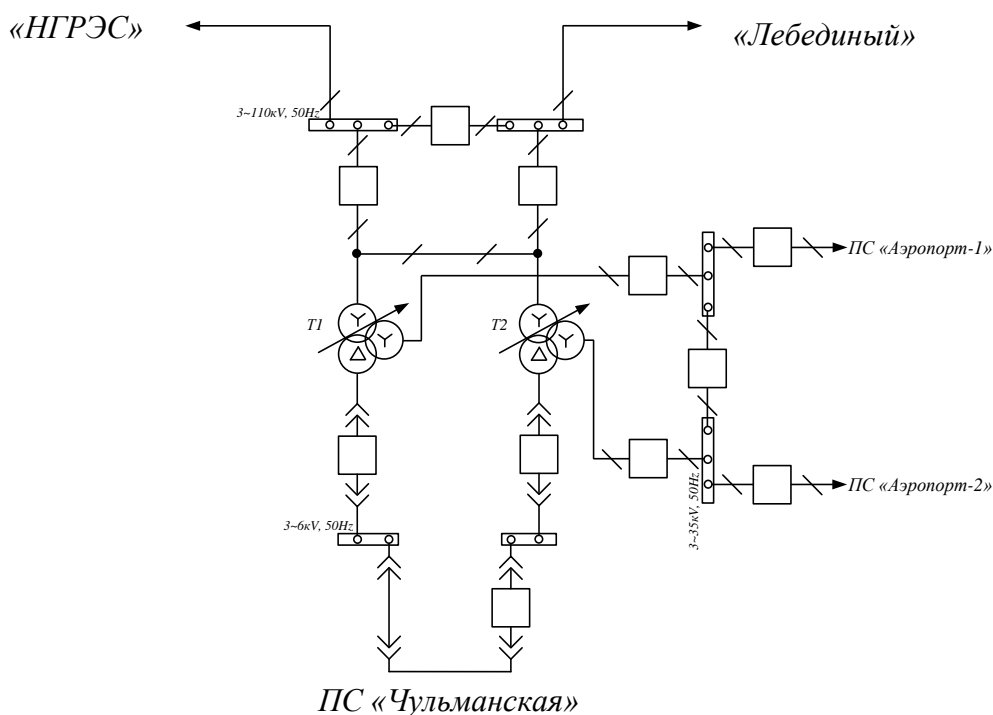


Рисунок 7 – Вариант №2 реконструкции электрической сети

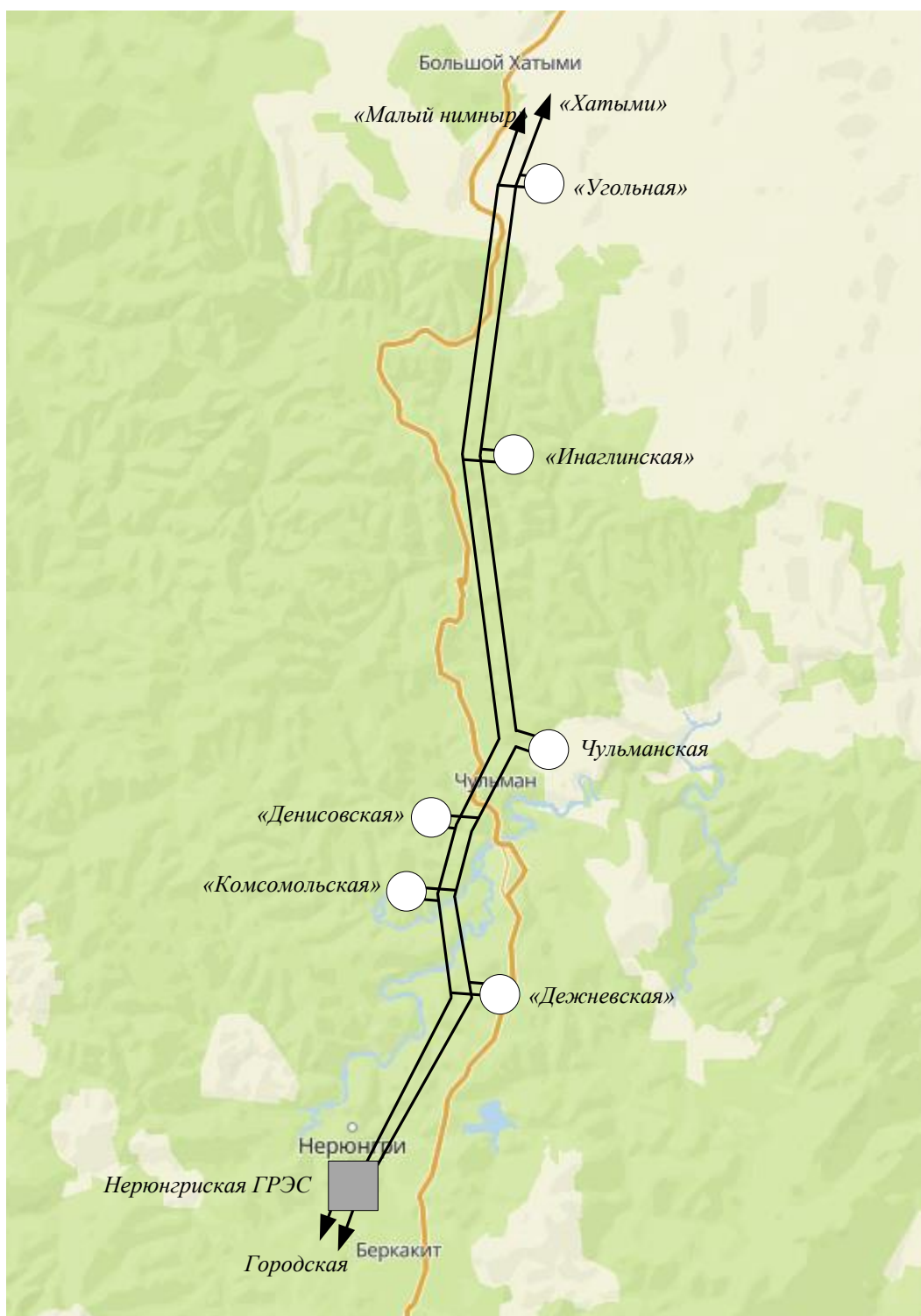


Рисунок 8 – Вариант №2 реконструкции сети

Третий вариант: Предполагает все мероприятия по соединению ВЛ, указанные в первом варианте, схема подключения новой ПС «Чульманская» в рассечку ВЛ 110 кВ НГРЭС-1 цепь – ПС Хатыми, при этом схема РУ 110 кВ будет так же выполнена как «мостик с выключателями в цепях

трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов», ПС «Чульманская» будет включаться в цепь ВЛ 110 кВ имеющую в настоящее время одностороннее питание. Схема подключения представлена на рисунке 9.

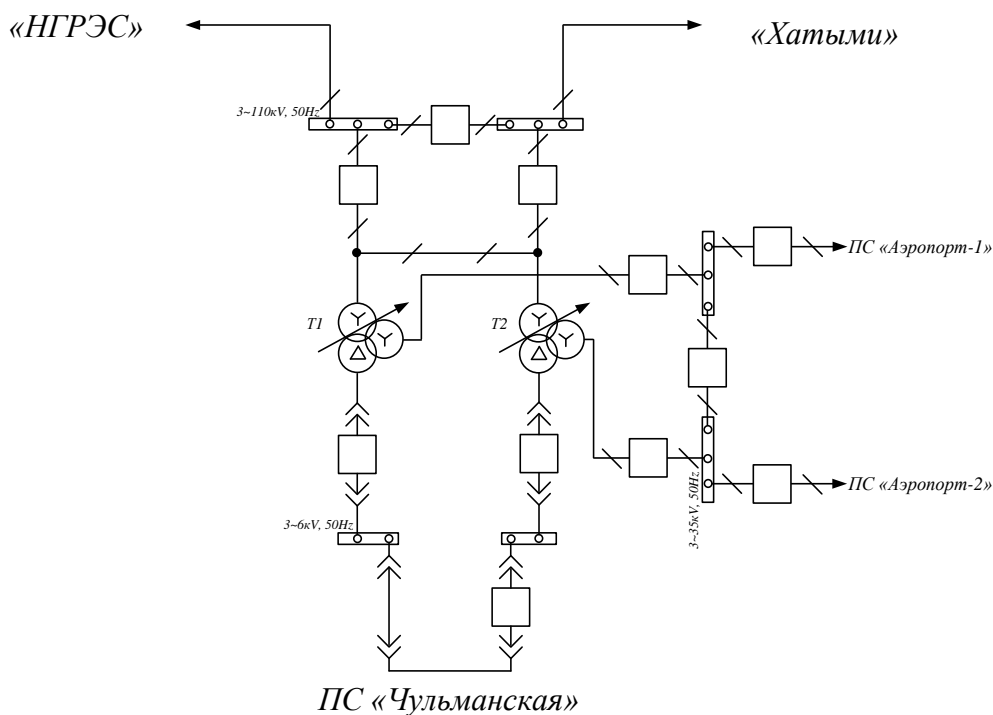


Рисунок 9 – Вариант №3 реконструкции электрической сети

Четвертый вариант: Предполагает выполнение распределительного устройства высокого напряжения на ПС Чульманская по схеме одна секционированная система шин, при этом схема заходов ВЛ не меняется, на новой ПС Чульманская так же устанавливаются трехобмоточные трансформаторы. Схема подключения представлена на рисунке 10, 11.

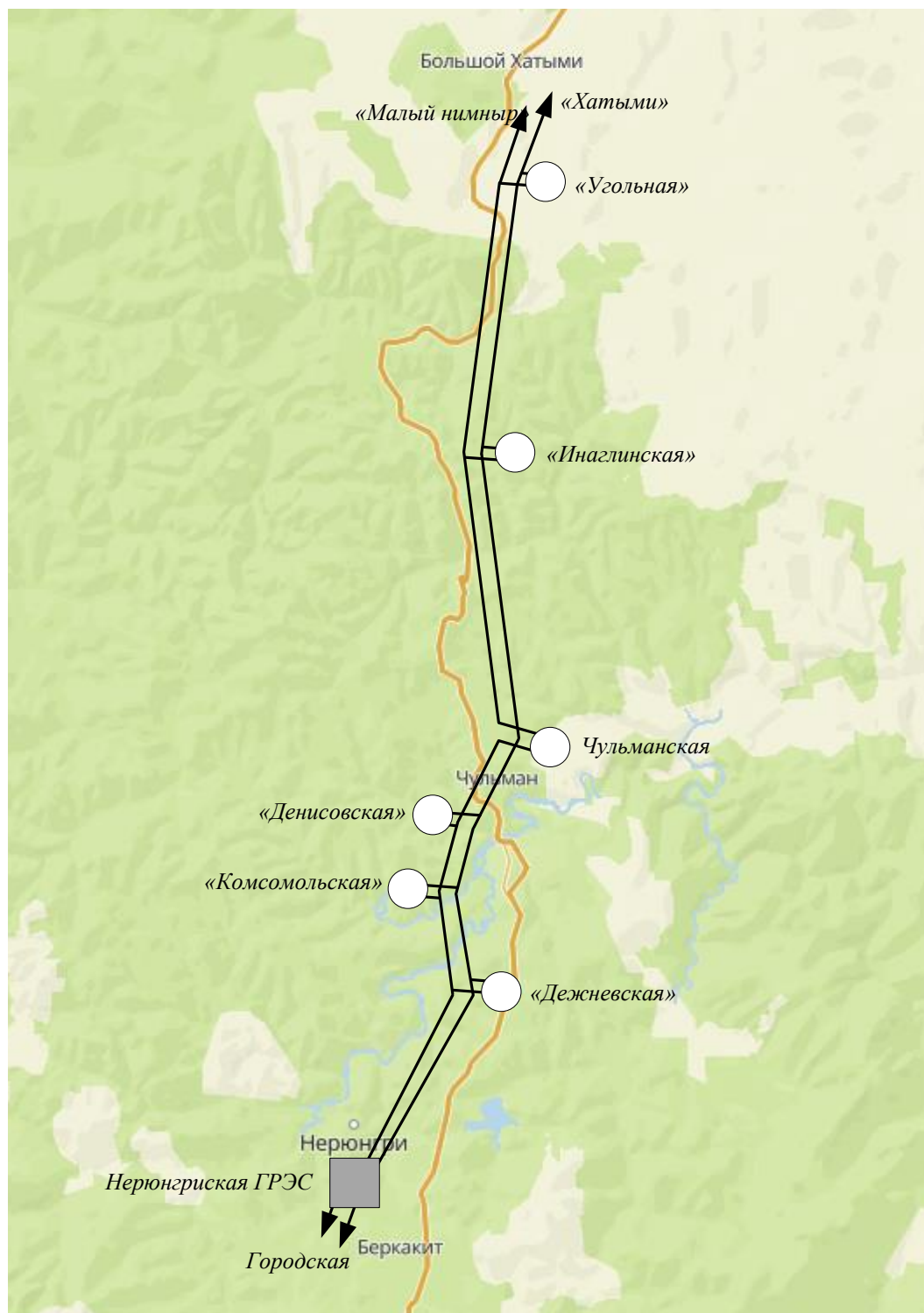


Рисунок 10 – Вариант №3 реконструкции электрической сети

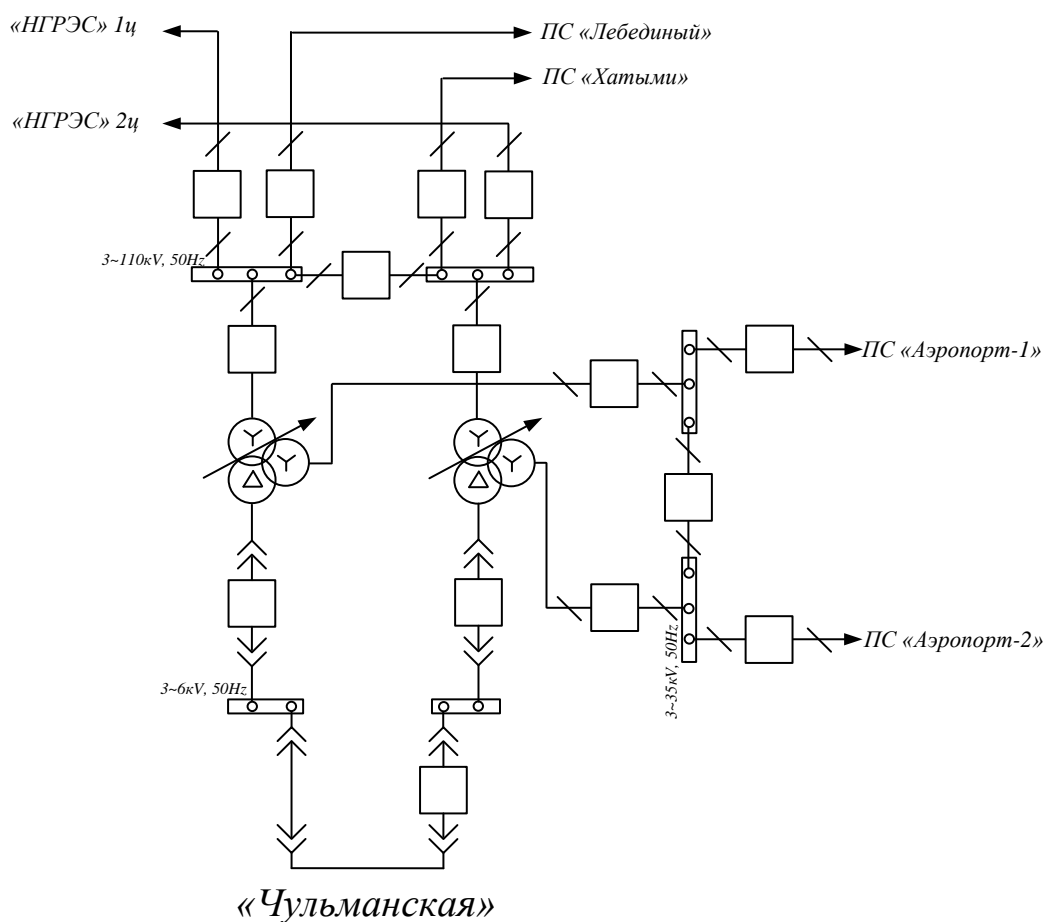


Рисунок 11 – Вариант №4 реконструкции электрической сети

Таблица 5 – Данные о дополнительном оборудовании

| Вариант реконструкции | Дополнительное количество выключателей 110 кВ | Дополнительная протяженность ВЛ в одноцепном исполнении (км) |
|-----------------------|---|--|
| 1 | 2 | 0,8 |
| 2 | 3 | 0,8 |
| 3 | 3 | 0,8 |
| 4 | 7 | 1,6 |

3.2 Технический анализ принятых вариантов реконструкции

В данном разделе проводим технический анализ вариантов реконструкции сети при подключении новой ПС Чульманская:

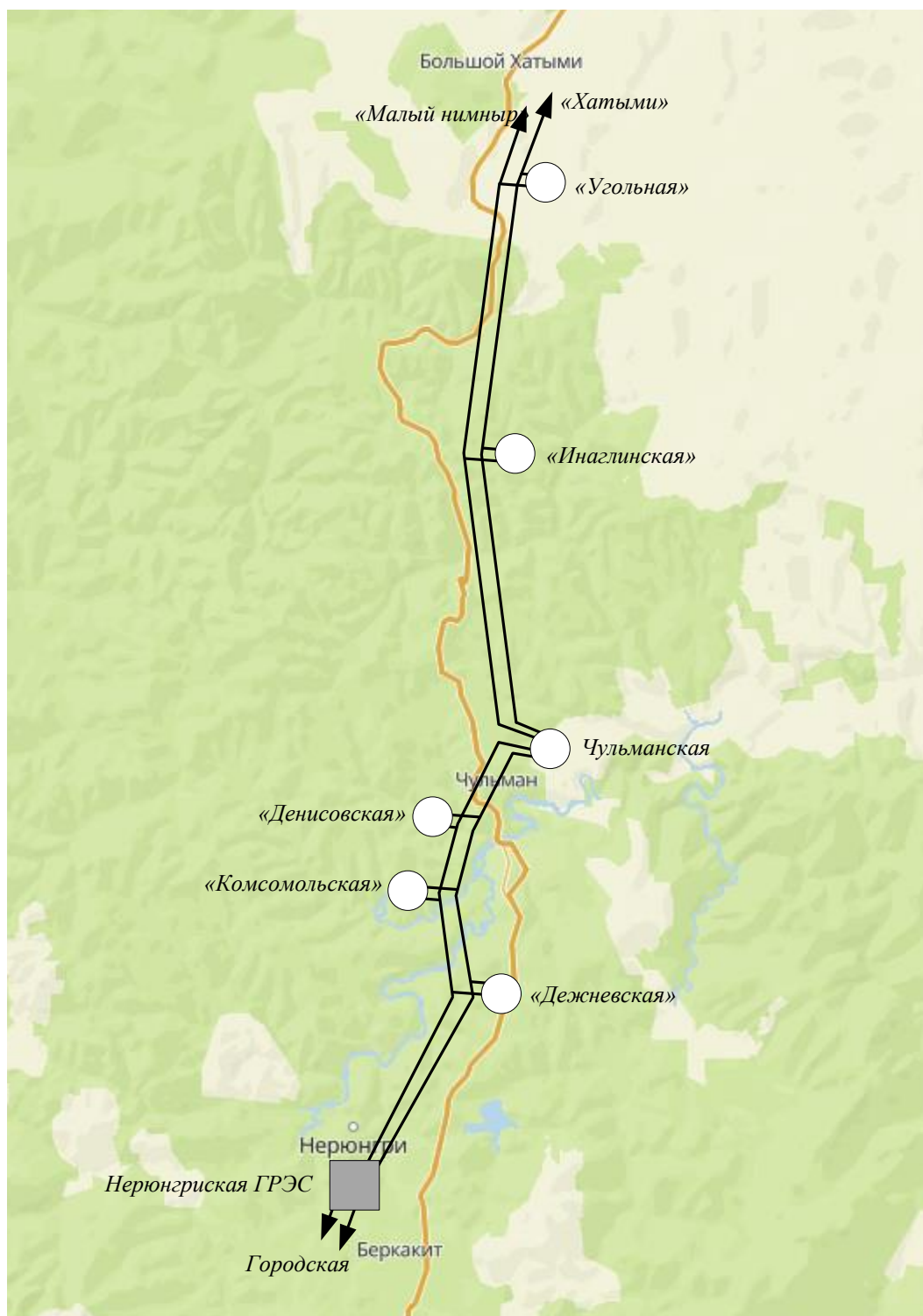


Рисунок 12 – Вариант №4 реконструкции электрической сети

Первый вариант: к его характеристикам относится минимальный набор оборудования по сравнению с остальными вариантами при этом он так же обладает простой конструкцией распределительного устройства высокого напряжения ПС Чульманская, выполненной по простой схеме с минимальным

набором электрических аппаратов, при этом питание подается на данную ПС от двух цепей ВЛ что положительно сказывается на надежности электроснабжения

Второй вариант: к его характеристикам относится набор оборудования больший по сравнению с первым вариантом при этом он так же обладает простой конструкцией распределительного устройства высокого напряжения ПС Чульманская, выполненной по простой схеме мостика, при этом питание подается на данную ПС от ВЛ имеющей двухстороннее питание что положительно сказывается на надежности электроснабжения

Третий вариант: к его характеристикам относится набор оборудования больший по сравнению с первым вариантом при этом он так же обладает простой конструкцией распределительного устройства высокого напряжения ПС Чульманская, выполненной по простой схеме мостика, при этом питание подается на данную ПС от ВЛ имеющей одностороннее питание что отрицательно сказывается на надежности электроснабжения

Четвертый вариант: к его характеристикам относится максимальный набор оборудования по сравнению с остальными вариантами при этом он же обладает сложной конструкцией распределительного устройства высокого напряжения ПС Чульманская, при этом питание подается на данную ПС от трех ВЛ что положительно сказывается на надежности электроснабжения.

Согласно принятых вариантов реконструкции необходимо определить два наиболее перспективных для разработки, для этого принимаем варианты с минимальным набором оборудования в частности четвертый вариант имеет значительно больше оборудования по сравнению с первыми тремя, следовательно, его далее не рассматриваем. Вариант №1 имеет меньшее количество оборудования при соблюдении требований по надежности электроснабжения его оставляем для дальнейшей разработки.

Варианты 2 и 3 имеют одинаковое количество оборудования, однако во втором варианте подключение ПС Чульманская происходит в ВЛ 110 кВ имеющую двухстороннее питание НГРЭС – ПС «Лебединый» а в третьем в ВЛ

с односторонним питанием, поэтому исходя из требований надежности электроснабжения для дальнейшей разработки принимаем второй вариант.

3.3 Выбор номинального напряжения при подключении ПС Чульманская к системе внешнего электроснабжения

ПС Чульманская может быть включена в линию только на номинальное напряжение 110 кВ т.к. до ближайших источников питания более высокого номинального напряжения порядка 50 км, и нет данной необходимости т.к. мощность потребителей ПС Чульманская незначительна.

На стороне низкого напряжения ПС Чульманская применяем номинальное напряжение 6 кВ т.к. все трансформаторные подстанции рассматриваемого района электрических сетей выполнены на данное номинальное напряжение и изменение его на 10 кВ экономически не целесообразно. В задачи данной работы не входила реконструкции системы электроснабжения поселка Чульман.

3.4 Компенсация реактивной мощности

Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 6 кВ на примере ПС Чульманская, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [3]:

$$Q_K = Q_{\text{прмакс}} - P_{\text{прмакс}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (7)$$

где $\text{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности (для номинального напряжения 6 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

P_m – максимальная активная мощность, потребляемая из сети

Q_m – максимальная реактивная мощность.

Требуемая мощность КУ приходящаяся на одну секцию РУНН 6 кВ:

$$Q_l = \frac{Q_K}{2} \quad (8)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем нескомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{м}} - Q_{\text{ном}} \quad (9)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет для ПС Чульманская, мощность КУ требуемая:

$$Q_{\text{к}} = (1,69 + 1,02) - (5,86 + 3,5) \cdot 0,4 = -1,03 \text{ (Мвар)}$$

Отрицательное значение мощности означает то что установка данных устройств на ПС Чульманская не требуется.

Дополнительно проводим данный расчет для остальных ПС рассматриваемой части сети, результаты расчета приведены в таблице 6

Таблица 6 – Данные о компенсации реактивной мощности

| Наименование ПС | $U_{\text{ном}}$ (кВ) | $P_{\text{прмакс}}$ (МВт) | $Q_{\text{прмакс}}$ (Мвар) | $Q_{\text{к}}$ (Мвар) | $Q_{\text{ном}}$ (Мвар) | $Q_{\text{неск}}$ (Мвар) |
|-----------------|--------------------------|------------------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Юхта | 10 | 3,04 | 1,03 | -0,19 | Не требуется | |
| Большой Нимныр | 10 | 0,70 | 0,23 | -0,05 | Не требуется | |
| Малый Нимныр | 6 | 0,49 | 0,16 | -0,04 | Не требуется | |
| Угольная | 6 | 1,45 | 0,50 | -0,08 | Не требуется | |
| Инаглинская | 6 | 10,07 | 3,42 | -0,61 | Не требуется | |
| Денисовская | 6 | 3,48 | 1,18 | -0,21 | Не требуется | |
| Комсомольская | 6 | 10,85 | 4,44 | 0,1 | 2×0,15 | 4,14 |
| Дежневская | 6 | 22,04 | 9,04 | 0,22 | 2×0,15 | 8,74 |
| Лебединый | 6 | 13,43 | 5,3 | -0,07 | Не требуется | |

Для ПС Комсомольская и Дежневская принимаются установки компенсации реактивной мощности с минимально возможной номинальной мощностью 0,15 Мвар.

3.5 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

В настоящее время в рассматриваемой электрической сети сложился режим работы в котором при условии отсутствия выработки электрической энергии Чульманской ТЭЦ, существующие ВЛ имеют низкий коэффициент загрузки, поэтому рационально провести расчет режима работы сети и при его анализе определить необходимость замены проводников на определённых участках. Для первого варианта реконструкции сети требуется выбор сечений подходов к ПС для второго варианта принимаем сечения такие же что и у питающих ВЛ.

Для определения сечений проводов первого варианта воспользуемся экономическими токовыми интервалами, для которых требуется значение расчетного тока, район по гололеду, материал опор, прогнозируемая максимальная активная и реактивная мощность нагрузки.

Расчетный ток [2]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{прмакс}^2 + Q_{прмакс}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (10)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

P_m , Q_m – максимальная активная и реактивная мощность;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки.

Определяем значение расчетного тока для питающей ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(5,86 + 3,5)^2 + (1,69 + 1,02)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 0,03 \text{ (кА)}$$

Согласно полученным данным о расчётном значении тока в сечении, климатическим данным местности, для питания подстанции «Чульманская» от сети предполагается использовать провод марки АС 95/16 с использованием стальных опор.

Дополнительно после выбора данного проводника необходимо выполнять проверку его по тепловому воздействию в послеаварийном режиме, для этого необходимо рассчитать ток, который будет протекать по воздушной линии при отключении одной из цепей, данный режим и будет являться послеаварийным. Полученное значение тока не должно превышать справочное значение длительно допустимого тока для выбранного проводника расположенного на открытом воздухе.

Расчетный ток в сечении в послеаварийном режиме [2]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_{прмакс}^2 + Q_{прмакс}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (11)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{(5,86 + 3,5)^2 + (1,69 + 1,02)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,06 \text{ (кА)}$$

Для данного типа провода максимальное значение тока составляет 0,33 кА, значение послеаварийного тока не превышает его, следовательно, расчет выполнен верно.

Так же проводим проверку существующих участков ВЛ, результаты расчетов приведены в таблице 7, 8

Таблица 7 – Проверка существующих сечений первого варианта

| Наименование ВЛ | Марка провода | Максимальный рабочий ток (А) | Длительно допустимый ток (А) |
|---------------------------------|---------------|------------------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| НГРЭС - отп. Денисовская 1 цепь | АС 185/29 | 377 | 510 |
| НГРЭС - отп. Денисовская 2 цепь | АС 185/29 | 314,44 | 510 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------------|-----------|--------|-----|
| отп. Денисовская - Угольная | АС 120/19 | 113 | 390 |
| отп. Денисовская – Малый нимныр | АС 120/19 | 104,16 | 390 |
| Большой нимныр – Малый нимныр | АС 120/19 | 109 | 390 |
| Большой нимныр –Юхта | АС 120/19 | 101 | 390 |
| Лебединый –Юхта | АС 120/19 | 82,26 | 390 |

Таблица 8 – Проверка существующих сечений второго

| Наименование ВЛ | Марка провода | Максимальный рабочий ток (А) | Длительно допустимый ток (А) |
|------------------------------------|---------------|------------------------------------|------------------------------------|
| НГРЭС - отп. Денисовская 1 цепь | АС 185/29 | 355,12 | 510 |
| НГРЭС - отп. Денисовская 2 цепь | АС 185/29 | 355,31 | 510 |
| отп. Денисовская - Угольная | АС 120/19 | 153,72 | 390 |
| отп. Денисовская – Чульманская | АС 120/19 | 153,47 | 390 |
| Чульманская –Малый нимныр | АС 120/19 | 103,25 | 390 |
| Большой нимныр – Малый нимныр | АС 120/19 | 31,97 | 390 |
| Большой нимныр –Юхта | АС 120/19 | 22,74 | 390 |
| Лебединый –Юхта | АС 120/19 | 6,12 | 390 |

Согласно полученным данным все сечения проходят проверку, следовательно, их замена не требуется.

3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС «Чульманская»

При реконструкции электрической сети ранее было указано что на новой ПС «Чульманская» предполагается установка новых силовых трехобмоточных трансформаторов, для питания потребителей которые в настоящее время получают питание от распределительных устройств 35 и 6 кВ. Поэтому в данном разделе будет проводиться расчет и выбор типа трансформаторов в соответствии с нагрузкой согласно данным контрольного замера.

Мощность трансформаторов определяется исходя из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Учитывая то что в настоящее время от «Чульманской ТЭЦ» получают питание потребители как второй, так и третьей категории на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить электроснабжение указанных потребителей.

Принимаем решение об установке двух трехобмоточных трансформаторов на ПС Чульманская, расчетная полная мощность трехобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [8]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нрср35} + P_{нрср6})^2 + (Q_{нрср35} + Q_{нрср6})^2}}{N \cdot K_3} \quad (12)$$

где $P_{нрср35}, P_{нрср6}$ – прогнозируемая средняя активная мощность передаваемая трансформатором в сеть среднего и низкого напряжения согласно расчетным данным;

$Q_{нрср35}, Q_{нрср6}$ – прогнозируемая средняя активная мощность передаваемая трансформатором в сеть среднего и низкого напряжения согласно расчетным данным;

N – количество трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7).

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [6]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{прср35} + P_{прср6})^2 + (Q_{прср35} + Q_{прср6})^2}}{N \cdot S_{Тном}} \quad (13)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{прср35} + P_{прср6})^2 + (Q_{прср35} + Q_{прср6})^2}}{(N - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (14)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС Чульманская расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(5,51 + 3,29)^2 + (1,59 + 0,96)^2}}{2 \cdot 0,7} = 6,24 \text{ (МВА)}$$

Выбираем согласно справочным данным ближайшее большее значение номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТМТН 6300/110/35/6 с номинальной мощностью 6,3 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 6 кВ. Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Паспортные данные силового трансформатора представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Паспортные данные принятого типа трансформатора

| Параметр | Значение |
|---------------------|----------|
| 1 | 2 |
| Полная мощность | 6300 кВА |
| Напряжение ВН | 115 кВ |
| Напряжение СН | 38,5 кВ |
| Напряжение НН | 6,3 кВ |
| Ток холостого хода | 1,1 % |
| Напряжение КЗ ВН-НН | 17,0 % |
| Напряжение КЗ ВН-СН | 10,5 % |

| 1 | 2 |
|--------------------------------------|---------------|
| Напряжение КЗ СН-НН | 6,0 % |
| Потери активной мощности в режиме XX | 12,5 кВт |
| Потери активной мощности в режиме КЗ | 52,0 кВт |
| Масса масла | 12,8 т |
| Габаритные размеры (Д×Ш×В) | 6,1×4,4×5,1 м |

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(5,51+3,29)^2 + (1,59+0,96)^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,69$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(5,51+3,29)^2 + (1,59+0,96)^2}}{6,3} = 1,38$$

Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, полученные значения коэффициентов укладываются в нормативный диапазон, следовательно, расчет окончен, принимаем данный тип трансформатора к установке.

4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях, напряжения в узлах и т.д.

На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование графа сети, нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности.

Далее необходимо задать параметры ветвей те рассчитать сопротивления на каждом участке (указанные сопротивления определяются по справочным данным проводов линий электропередачи).

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3, граф сети первого и второго вариантов реконструкции представлен на рисунках 13, 14.

Таблица 10 - Нагрузка в узлах сети в режиме зимнего максимума

| Наименование ПС | Номер узла | $U_{ном}$ (кВ) | $P_{прмакс}$ (МВт) | $Q_{прмакс}$ (Мвар) |
|-----------------|------------|----------------|--------------------|---------------------|
| Юхта | 161 | 10 | 3,04 | 1,03 |
| Большой Нимныр | 151 | 10 | 0,70 | 0,23 |
| Малый Нимныр | 141 | 6 | 0,49 | 0,16 |
| Угольная | 231 | 6 | 1,45 | 0,50 |
| Инаглинская | 221 | 6 | 10,07 | 3,42 |
| Денисовская | 201 | 6 | 3,48 | 1,18 |
| Комсомольская | 191 | 6 | 10,85 | 4,44 |
| Дежневская | 181 | 6 | 22,04 | 9,04 |
| Лебединый | 172 | 35 | 11,72 | 4,80 |
| Лебединый | 171 | 6 | 1,71 | 0,50 |
| Чульманская | 212 | 35 | 5,86 | 1,69 |
| Чульманская | 211 | 6 | 3,50 | 1,02 |

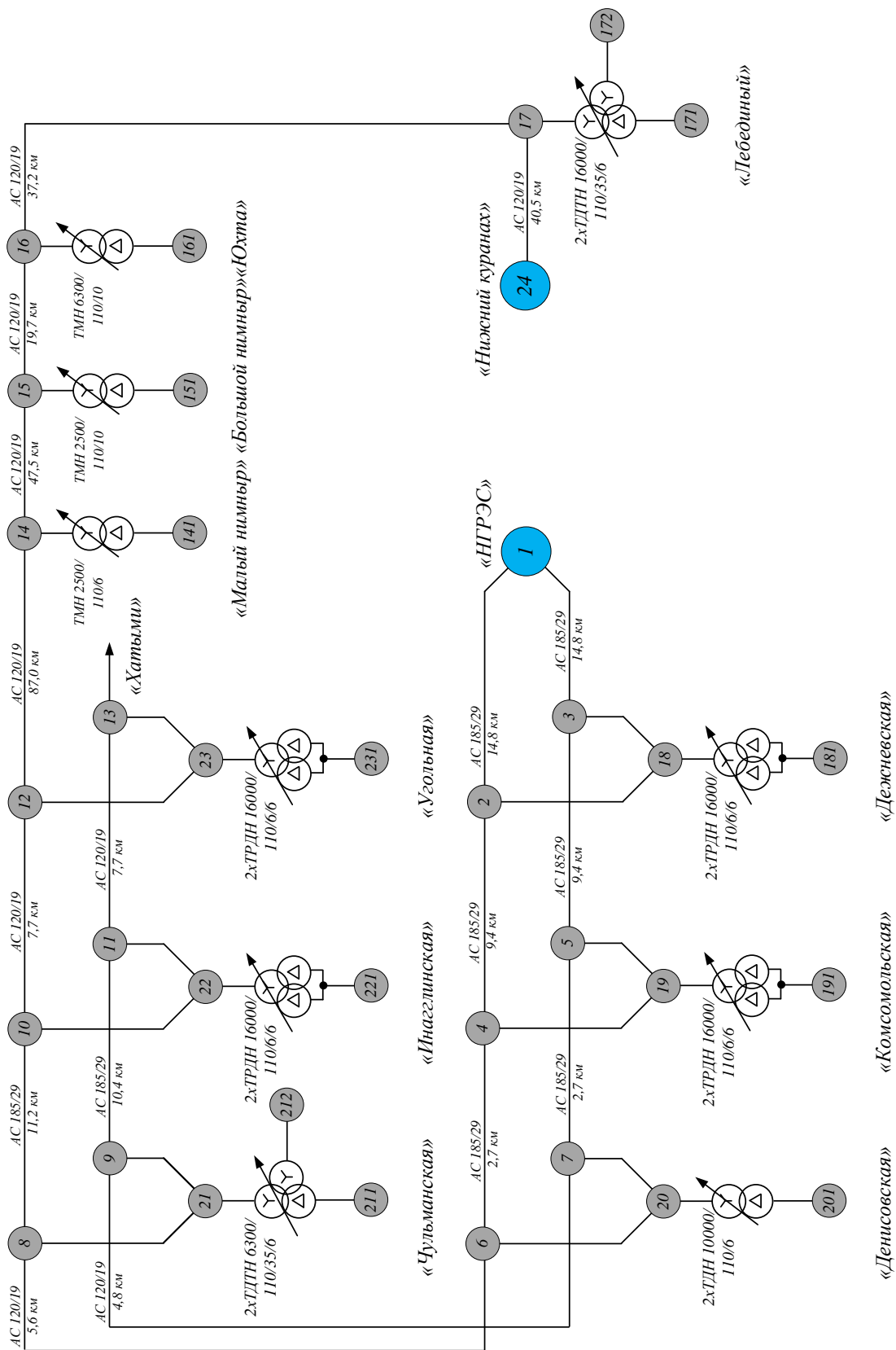


Рисунок 13 - Граф первого варианта реконструкции сети

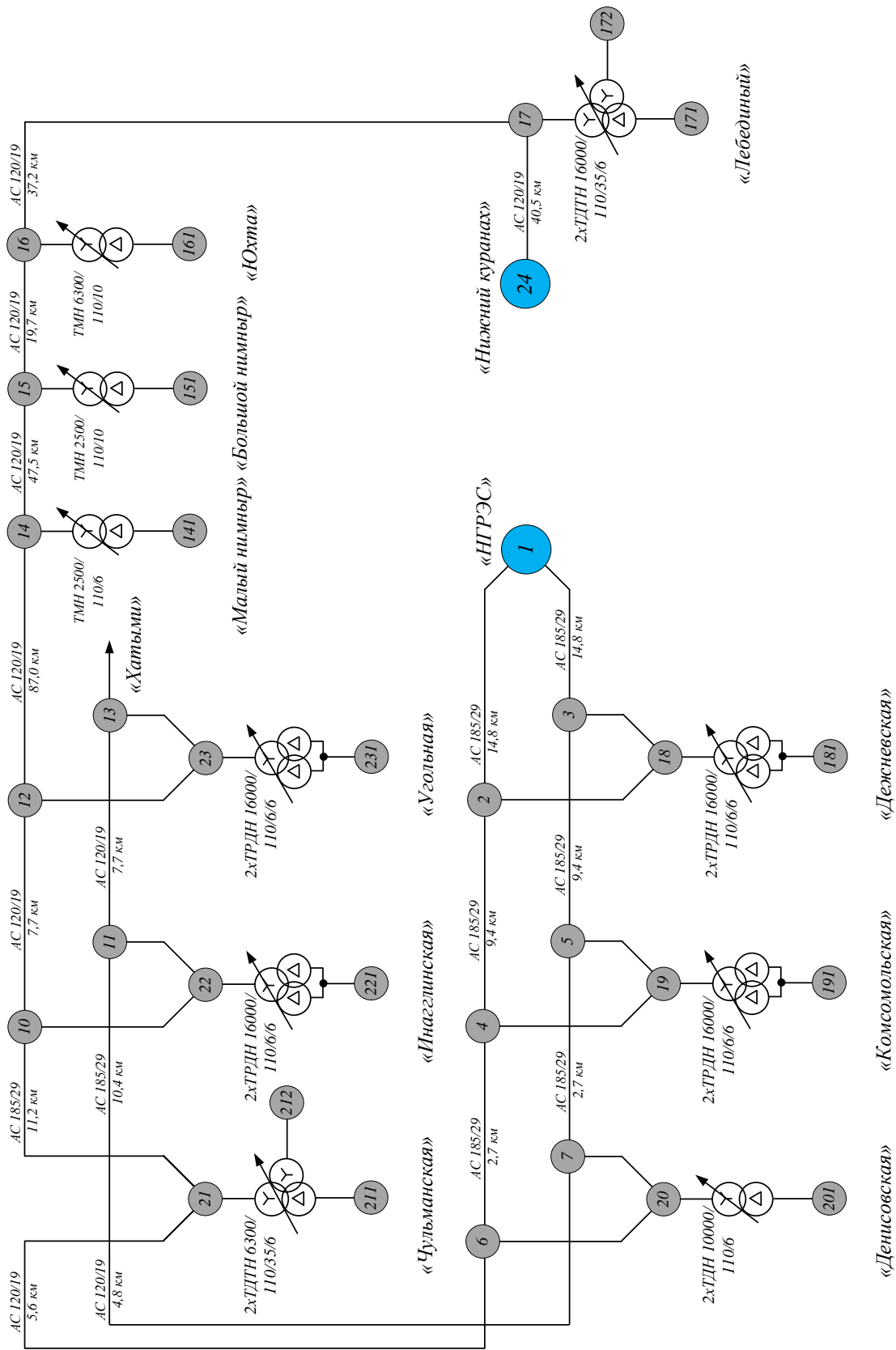


Рисунок 14 - Граф второго варианта реконструкции сети

Таблица 11 – Данные по ветвям первого варианта реконструкции

| Ветви | R (Ом) | X (Ом) | B (мкСм) |
|-------|----------|----------|------------|
| 1-2 | 2,4 | 6,11 | 40,7 |
| 1-3 | 2,4 | 6,11 | 40,7 |
| 2-4 | 1,52 | 3,88 | 25,85 |
| 3-5 | 1,52 | 3,88 | 25,85 |
| 4-6 | 0,44 | 1,12 | 7,43 |
| 5-7 | 0,44 | 1,12 | 7,43 |
| 7-9 | 1,2 | 2,05 | 12,77 |
| 6-8 | 1,39 | 2,39 | 14,9 |
| 8-10 | 1,81 | 4,63 | 30,8 |
| 9-11 | 1,68 | 4,3 | 28,6 |
| 10-12 | 1,92 | 3,29 | 20,48 |
| 11-13 | 1,92 | 3,29 | 20,48 |
| 12-14 | 21,66 | 37,15 | 231,42 |
| 14-15 | 11,83 | 20,28 | 126,35 |
| 15-16 | 4,91 | 8,41 | 52,4 |
| 16-17 | 9,26 | 15,88 | 98,95 |
| 17-24 | 10,08 | 17,29 | 107,73 |

4.1 Расчет нормального режима работы сети

В данном разделе проводим расчет режима работы сети с прогнозными значениями нагрузки для обоих вариантов реконструкции.

Все полученные в ходе расчета данные сводим в таблицы для удобства анализа данных.

Нормальный режим работы сети с прогнозными значениями нагрузки для первого варианта реконструкции, данные представлены в таблицах:

Таблица 12 – Данные по узлам первого варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 44,92 | 35,58 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,64 | 6,04 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,64 | 6,04 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,11 | 5,55 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,11 | 5,55 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,00 | 5,45 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,00 | 5,45 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,79 | 5,26 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,79 | 5,26 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,55 | 5,05 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,55 | 5,05 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | 5,02 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | 5,02 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,88 | 5,35 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,68 | 6,07 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 117,16 | 6,51 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 118,64 | 7,85 |
| 18 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,64 | 1,42 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,11 | 5,55 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,00 | 5,45 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,79 | 5,26 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,55 | 5,05 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | 5,02 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 32,00 | 10,00 | 122,51 | 11,37 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,48 | 2,25 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,50 | 5,91 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,77 | 2,19 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 37,05 | 5,85 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,14 | 2,40 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,20 | 3,28 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,23 | 3,86 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 6,04 | 0,73 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,18 | 3,04 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,23 | 3,83 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,21 | 3,49 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 10,39 | 3,85 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 10,34 | 3,42 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,29 | 4,75 |

Таблица 13 – Данные по ветвям первого варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 140,17 | 138,49 | 510 | 27,49 |
| 1 | 3 | 140,17 | 138,49 | 510 | 27,49 |
| 2 | 4 | 80,73 | 79,48 | 510 | 15,83 |
| 3 | 5 | 80,73 | 79,48 | 510 | 15,83 |
| 4 | 6 | 53,93 | 53,51 | 510 | 10,57 |
| 5 | 7 | 53,95 | 53,53 | 510 | 10,58 |
| 7 | 9 | 50,52 | 49,75 | 390 | 12,95 |
| 6 | 8 | 43,55 | 42,65 | 390 | 11,17 |
| 8 | 10 | 32,12 | 30,07 | 390 | 8,23 |
| 9 | 11 | 34,44 | 32,54 | 390 | 8,83 |
| 10 | 12 | 36,22 | 35,38 | 390 | 9,29 |
| 11 | 13 | 36,14 | 35,30 | 390 | 9,27 |
| 12 | 14 | 75,85 | 69,07 | 390 | 19,45 |
| 14 | 15 | 71,18 | 69,14 | 390 | 18,25 |
| 15 | 16 | 72,38 | 71,96 | 390 | 18,56 |
| 16 | 17 | 86,68 | 86,93 | 390 | 22,23 |
| 17 | 24 | 156,01 | 157,97 | 390 | 40,00 |
| 3 | 18 | 60,18 | 60,18 | 390 | 15,43 |
| 2 | 18 | 60,18 | 60,18 | 390 | 15,43 |
| 5 | 19 | 29,26 | 29,26 | 390 | 7,50 |
| 4 | 19 | 29,24 | 29,24 | 390 | 7,50 |
| 7 | 20 | 7,06 | 7,06 | 390 | 1,81 |
| 6 | 20 | 11,73 | 11,73 | 390 | 3,01 |
| 9 | 21 | 27,26 | 27,26 | 330 | 8,26 |
| 8 | 21 | 22,66 | 22,66 | 330 | 6,87 |
| 11 | 22 | 26,64 | 26,64 | 390 | 6,83 |
| 10 | 22 | 26,28 | 26,28 | 390 | 6,74 |
| 13 | 23 | 35,27 | 35,27 | 390 | 9,04 |
| 12 | 23 | 40,61 | 40,61 | 390 | 10,41 |

Суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 2,89 МВт (3,8% от выработки) при выработке 76,92 МВт. Согласно полученным данным следует отметить что напряжения в узлах сети где подключены потребители не отклоняются более 10%, так же загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения тока в данном режиме. Далее проводим расчет наиболее тяжелого режима при отключении ВЛ НГРЭС - Хатыми, результаты представлены в таблицах.

Таблица 14 – Данные по узлам первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ НГРЭС - Хатыми

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 45,39 | 34,66 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,31 | 4,83 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,31 | 4,82 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,26 | 3,87 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,26 | 3,87 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,04 | 3,68 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,04 | 3,68 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | 3,28 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | 3,28 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,13 | 2,84 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,12 | 2,84 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,07 | 2,79 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,07 | 2,79 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,47 | 3,15 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,29 | 3,90 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,78 | 4,35 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,29 | 5,71 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,31 | 0,27 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,26 | 3,87 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,04 | 3,68 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | 3,28 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,12 | 2,84 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,07 | 2,79 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 32,00 | 10,00 | 120,23 | 9,30 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,21 | 0,19 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,10 | 3,73 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,05 | 0,13 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 36,28 | 3,67 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,07 | 1,17 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,10 | 1,59 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,13 | 2,10 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 5,92 | -1,32 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,05 | 0,83 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,10 | 1,62 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,08 | 1,30 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 10,17 | 1,68 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 10,12 | 1,23 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,16 | 2,59 |

Таблица 15 – Данные по ветвям первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ НГРЭС - Хатыми

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 279,44 | 277,80 | 510 | 54,79 |
| 1 | 3 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 2 | 4 | 160,14 | 158,94 | 510 | 31,40 |
| 3 | 5 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 4 | 6 | 105,80 | 105,39 | 510 | 20,74 |
| 5 | 7 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 7 | 9 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 6 | 8 | 91,84 | 90,97 | 390 | 23,55 |
| 8 | 10 | 63,77 | 61,77 | 390 | 16,35 |
| 9 | 11 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 10 | 12 | 72,17 | 71,37 | 390 | 18,50 |
| 11 | 13 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 12 | 14 | 76,69 | 70,14 | 390 | 19,66 |
| 14 | 15 | 72,30 | 70,33 | 390 | 18,54 |
| 15 | 16 | 73,65 | 73,24 | 390 | 18,89 |
| 16 | 17 | 88,28 | 88,52 | 390 | 22,64 |
| 17 | 24 | 159,06 | 160,98 | 390 | 40,78 |
| 3 | 18 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 2 | 18 | 121,84 | 121,84 | 390 | 31,24 |
| 5 | 19 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 4 | 19 | 59,46 | 59,46 | 390 | 15,25 |
| 7 | 20 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 6 | 20 | 18,40 | 18,40 | 390 | 4,72 |
| 9 | 21 | 0,00 | 0,00 | 330 | 0,00 |
| 8 | 21 | 50,88 | 50,88 | 330 | 15,42 |
| 11 | 22 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 10 | 22 | 54,04 | 54,04 | 390 | 13,86 |
| 13 | 23 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 12 | 23 | 7,54 | 7,54 | 390 | 1,93 |

Суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 3,36 МВт (4,3% от выработки) при выработке 77,86 МВт. Согласно полученным данным следует отметить что напряжения в узлах сети где подключены потребители не отклоняются более 10%, так же загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения тока в данном режиме. Далее проводим расчет нормального режима работы второго варианта реконструкции с прогнозными значениями нагрузки, результаты приведены в

таблице 16.

Таблица 16 – Данные по узлам второго варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 62,31 | 35,76 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,46 | 5,87 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,46 | 5,87 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,82 | 5,29 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,82 | 5,29 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,68 | 5,16 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,68 | 5,16 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,34 | 4,85 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,34 | 4,85 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,16 | 4,69 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,16 | 4,69 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,18 | 1,98 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,05 | 0,95 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,71 | 0,65 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,62 | 0,57 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,46 | 1,27 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,82 | 5,29 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,68 | 5,16 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,43 | 4,94 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,34 | 4,85 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,16 | 4,69 |
| 24 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 13,64 | 7,43 | 112,87 | 2,61 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,11 | 1,92 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,31 | -1,54 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,65 | 1,86 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 34,44 | -1,59 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,13 | 2,24 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,18 | 3,01 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,21 | 3,58 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 6,02 | 0,40 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,17 | 2,84 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,21 | 3,51 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,01 | 0,13 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 9,87 | -1,28 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 9,75 | -2,52 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,84 | -2,63 |

Таблица 17 – Данные по ветвям второго варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|---------------|--------------|----------|----------|----------|--------------|
| 1 | 2 | 175,76 | 174,42 | 510 | 34,46 |
| 1 | 3 | 175,76 | 174,42 | 510 | 34,46 |
| 2 | 4 | 114,33 | 113,47 | 510 | 22,42 |
| 3 | 5 | 114,33 | 113,47 | 510 | 22,42 |
| 4 | 6 | 84,63 | 84,37 | 510 | 16,59 |
| 5 | 7 | 84,66 | 84,41 | 510 | 16,60 |
| 7 | 11 | 91,66 | 91,17 | 390 | 23,50 |
| 6 | 21 | 59,79 | 59,31 | 390 | 15,33 |
| 21 | 10 | 12,55 | 10,70 | 390 | 3,22 |
| 10 | 12 | 26,75 | 25,62 | 390 | 6,86 |
| 11 | 13 | 26,88 | 25,74 | 390 | 6,89 |
| 12 | 14 | 46,41 | 33,83 | 390 | 11,90 |
| 14 | 15 | 31,70 | 25,79 | 390 | 8,13 |
| 15 | 16 | 22,34 | 20,13 | 390 | 5,73 |
| 16 | 17 | 6,30 | 0,05 | 390 | 1,62 |
| 17 | 24 | 76,42 | 79,46 | 390 | 19,59 |
| 3 | 18 | 60,28 | 60,28 | 390 | 15,46 |
| 2 | 18 | 60,28 | 60,28 | 390 | 15,46 |
| 5 | 19 | 29,33 | 29,33 | 390 | 7,52 |
| 4 | 19 | 29,32 | 29,32 | 390 | 7,52 |
| 7 | 20 | 9,71 | 9,71 | 390 | 2,49 |
| 6 | 20 | 24,65 | 24,65 | 390 | 6,32 |
| 11 | 22 | 66,91 | 66,91 | 390 | 17,16 |
| 10 | 22 | 16,14 | 16,14 | 390 | 4,14 |
| 13 | 23 | 25,74 | 25,74 | 390 | 6,60 |
| 12 | 23 | 21,14 | 21,14 | 390 | 5,42 |

Суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 2,85 МВт (3,7% от выработки) при выработке 75,95 МВт. Согласно полученным данным следует отметить что напряжения в узлах сети где подключены потребители не отклоняются более 10%, так же загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения тока в данном режиме. Далее проводим расчет наиболее тяжелого режима при отключении ВЛ НГРЭС - Чульманская, результаты представлены в таблицах.

Таблица 18 – Данные по узлам второго варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ НГРЭС – Чульманская

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 63,01 | 36,10 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,89 | 4,45 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,89 | 4,45 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,59 | 3,27 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,60 | 3,27 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,31 | 3,01 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,31 | 3,01 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,75 | 2,50 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,75 | 2,50 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,57 | 2,34 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,57 | 2,34 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,59 | -0,37 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,45 | -1,41 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,11 | -1,72 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,02 | -1,80 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,89 | -0,10 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,59 | 3,27 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,31 | 3,01 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,44 | 2,22 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,75 | 2,50 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,57 | 2,34 |
| 24 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 13,65 | 7,43 | 110,32 | 0,29 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,00 | -0,91 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 105,65 | -3,96 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 34,66 | -0,97 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 33,60 | -4,01 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,05 | 0,78 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,06 | 0,99 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,09 | 1,43 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 5,86 | -2,41 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,03 | 0,49 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,07 | 1,18 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 5,87 | -2,22 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 9,64 | -3,65 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 9,51 | -4,92 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,70 | -5,03 |

Таблица 19 – Данные по ветвям второго варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ НГРЭС – Чульманская

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|---------------|--------------|----------|----------|----------|--------------|
| 1 | 2 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 1 | 3 | 355,31 | 353,98 | 510 | 69,67 |
| 2 | 4 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 3 | 5 | 232,02 | 231,18 | 510 | 45,49 |
| 4 | 6 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 5 | 7 | 171,85 | 171,60 | 510 | 33,70 |
| 7 | 11 | 153,72 | 153,27 | 390 | 39,42 |
| 6 | 21 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 21 | 10 | 51,47 | 52,19 | 390 | 13,20 |
| 10 | 12 | 26,63 | 25,54 | 390 | 6,83 |
| 11 | 13 | 27,02 | 25,93 | 390 | 6,93 |
| 12 | 14 | 46,27 | 34,09 | 390 | 11,86 |
| 14 | 15 | 31,88 | 26,18 | 390 | 8,17 |
| 15 | 16 | 22,62 | 20,49 | 390 | 5,80 |
| 16 | 17 | 6,17 | 0,05 | 390 | 1,58 |
| 17 | 24 | 78,35 | 81,33 | 390 | 20,09 |
| 3 | 18 | 122,31 | 122,31 | 390 | 31,36 |
| 2 | 18 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 5 | 19 | 59,83 | 59,83 | 390 | 15,34 |
| 4 | 19 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 7 | 20 | 18,52 | 18,52 | 390 | 4,75 |
| 6 | 20 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 11 | 22 | 75,79 | 75,79 | 390 | 19,43 |
| 10 | 22 | 25,92 | 25,92 | 390 | 6,65 |
| 13 | 23 | 21,11 | 21,11 | 390 | 5,41 |
| 12 | 23 | 21,14 | 21,14 | 390 | 5,42 |

Суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 3,56 МВт (4,6% от выработки) при выработке 76,66 МВт. Согласно полученным данным следует отметить что напряжения в узлах сети где подключены потребители не отклоняются более 10%, так же загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения тока в данном режиме.

Делаем окончательный анализ полученных данных, для обоих вариантов реконструкции системы электроснабжения как в нормальном, так и

в послеаварийном режиме не происходит отклонений напряжений в узлах и токов в сечениях больше нормативных значений, при этом следует отметить что для второго варианта реконструкции послеаварийный режим характеризуется более высокой нагрузкой ВЛ и соответственно большими потерями мощности и напряжений, однако параметры находятся в допустимых пределах, следовательно далее проводим выбор оптимального варианта реконструкции на основе приведенных затрат.

Данные по остальным послеаварийным режимам работы сети представлены в приложениях А, Б, В.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе определение оптимального варианта реконструкции будем выполнять на основе расчета приведенных затрат, расчет проводим на примере первого варианта реконструкции сети:

Определяем стоимость распределительных устройств ПС Чульманская [6]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (15)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год (равен 4,28)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч6}$ - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч6}$ - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 7,7 + 5 \cdot 0,79 + 0,085 \cdot 14) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 114,28 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС Чульманская:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (16)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов 35 кВ:

$K_{тр}$ - стоимость одного трансформатора 35 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{тр} = 2 \cdot 4,82 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 53,64 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (17)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 10,34 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 57,53 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Чульманская

$$K_{ПС} = 114,28 + 53,64 + 57,53 = 225,45 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ отп. Чульманская – ПС Чульманская (двух цепная на металлических опорах провод АС 95/16):

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (18)$$

где L - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

K - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года:

$$K_{ВЛ} = 0,4 \cdot 1,28 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 2,85 \text{ (млн.руб)}$$

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (19)$$

$$K = 225,45 + 2,85 = 228,3 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле [9]:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{АМ} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (20)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (21)$$

где T_{cl} - срок службы оборудования (для ВЛ 15 лет, для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 2,85 \cdot \frac{1}{15} + 228,3 \cdot \frac{1}{20} = 11,91 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки [9]:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ВЛ} + I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (22)$$

где $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС).

$$I_{ЭКС} = 0,008 \cdot 2,85 + 0,059 \cdot 228,3 = 13,49 \text{ (млн.руб)}$$

Далее проводим расчет приведенных затрат:

$$З = I_{\Sigma} + E \cdot K \quad (23)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования (о.е.).

$$З = 11,91 + 13,49 + 0,1 \cdot 228,3 = 48,23 \text{ (млн. руб.)}$$

Далее проводим расчет по аналогичным формулам для второго варианта реконструкции, результаты приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Экономические показатели вариантов реконструкции

| Вариант реконструкции | $K_{ПС}$ (млн.руб.) | $K_{ВЛ}$ (млн.руб.) | I_{AM} (млн.руб.) | $I_{ЭКС}$ (млн.руб.) | $З$ (млн.руб.) |
|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------|
| 1 | 225,45 | 2,85 | 11,91 | 13,49 | 48,23 |
| 2 | 268,29 | 2,85 | 13,61 | 15,85 | 56,28 |

Анализ полученных данных говорит о том, что наиболее оптимальным для дальнейшей проработки является вариант реконструкции №1 т.к. он имеет меньшие приведенные затраты и остальные экономические показатели.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называются замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановок), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение или пробой изоляции, набросы или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п.

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока. Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев и сопровождается значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величины этих токов.

Короткие замыкания в сети могут сопровождаться:

- прекращением питания потребителей, присоединенных к местам КЗ;
- нарушением нормальной работы других потребителей (подключенных к неповрежденным участкам сети), вследствие понижения напряжения на этих участках;
- нарушением нормальной работы энергетической системы.

Для предотвращения коротких замыканий и уменьшения их последствий необходимо:

- устранить причины, вызывающие короткие замыкания;
- уменьшить время действия защиты, действующей при коротких замыканиях;

- применять быстродействующие выключатели;
- правильно вычислить величину токов коротких замыканий и по ним выбрать соответствующую аппаратуру.

Расчетным видом КЗ для выбора электрооборудования является трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ ведем с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, производятся приближенным методом с использованием относительных единиц.

Для упрощения расчета введем некоторые допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются емкостные токи кабельных и воздушных линий;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от протекающего тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой сети;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Принятые допущения дают возможность произвести расчет с точностью, не выходящей за допустимые 10 %.

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС Чульманская для последующей проверки оборудования, принимаем в качестве расчетного метод относительных единиц с применением среднего ряда напряжений.

На рисунке 15, 16 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

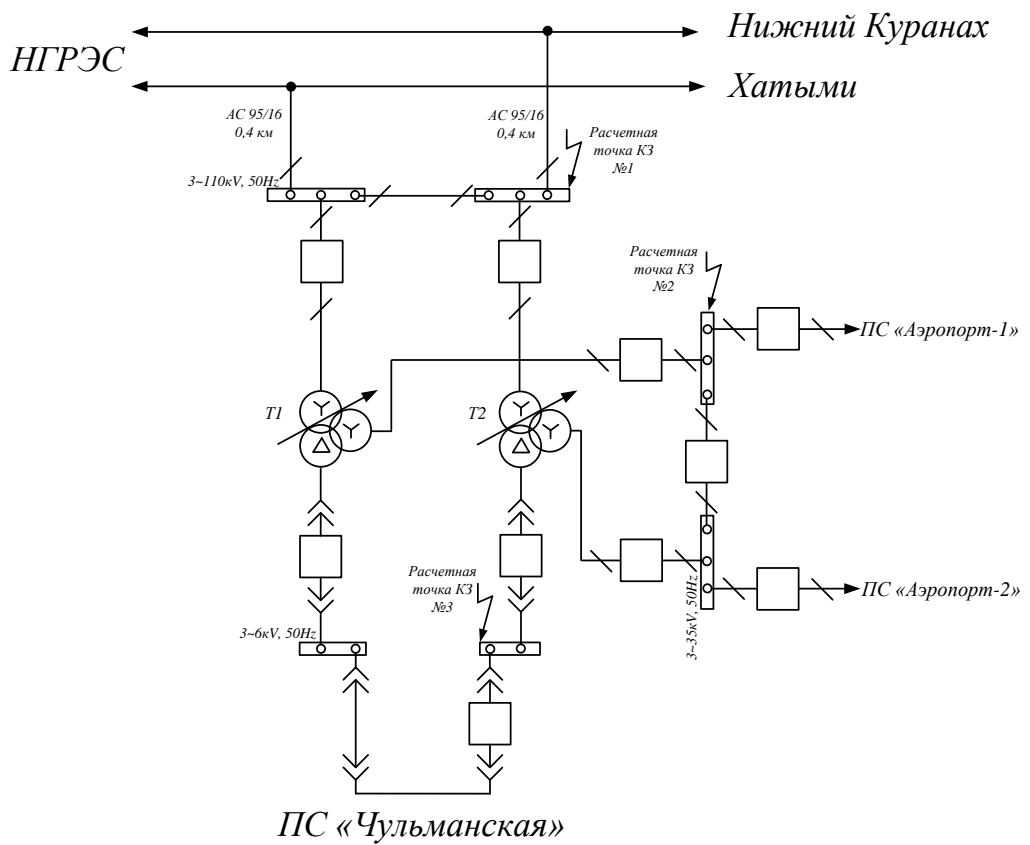


Рисунок 15 – Расчетные точки короткого замыкания

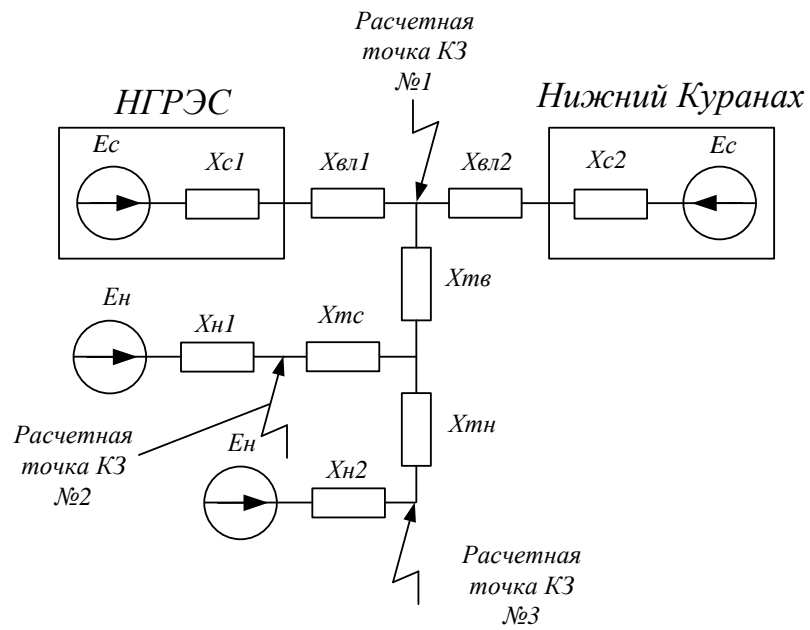


Рисунок 16 – Схема замещения

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия [3]:

- 1) Базисная мощность: $S_B = 100$ (МВА)
- 2) Базисное напряжение на стороне 110 $U_{B110} = 115$ (кВ)
- 3) Базисное напряжение на стороне 35 $U_{B35} = 37$ (кВ)
- 4) Базисное напряжение на стороне 6 $U_{B6} = 6,3$ (кВ)

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле [9]:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} \quad (24)$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} \quad (25)$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} \quad (26)$$

$$I_{B110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,51 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ (кА)}$$

Определяем сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ НГРЭС (мощность трехфазного короткого замыкания составляет 3147 МВА):

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (27)$$

$$X_{c1} = \frac{100}{3147} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС «Нижний Куранах» мощность трехфазного короткого замыкания составляет 2709 МВА):

$$X_{c2} = \frac{100}{2709} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{вл} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2} \quad (28)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

НГРЭС - ПС «Чульманская» при питании от двух цепей применяется эквивалентная длина ВЛ:

$$X_{вл1} = 0,4 \cdot \left(\frac{32,1 \cdot 32,9}{32,1 + 32,9} \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

ПС «Чульманская» - ПС «Нижний Куранах»:

$$X_{вл2} = 0,4 \cdot 209,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,63 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов, установленных на ПС Чульманская:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%ВН} - u_{K\%СН}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (29)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%ВН} + u_{K\%СН}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (30)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%ВН} + u_{K\%СН}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (31)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА)

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,0 - 6,0) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,85 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,0 + 6,0) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{6,3} = -0,02 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,0 + 6,0) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,5 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (32)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{5,86^2 + 1,69^2}} = 5,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{3,5^2 + 1,02^2}} = 10,14 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1. Подробное преобразование представлено на рисунках.

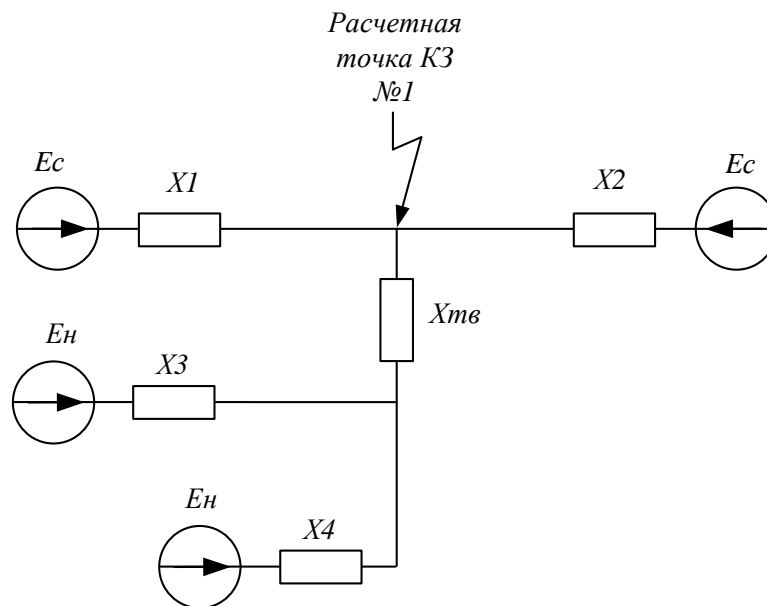


Рисунок 17 – Сворачивание схемы замещения

$$X_1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \quad (33)$$

$$X_1 = 0,03 + 0,05 = 0,08 \text{ (о.е.)}$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \quad (34)$$

$$X_2 = 0,04 + 0,63 = 0,67 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = X_{H1} \quad (35)$$

$$X_3 = 5,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X_4 = X_{H2} + X_{ТН} \quad (36)$$

$$X_4 = 10,14 + 0,5 = 10,64 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{34} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} \quad (37)$$

$$X_{34} = \frac{5,32 \cdot 10,64}{5,32 + 10,64} = 3,55 \text{ (о.е.)}$$

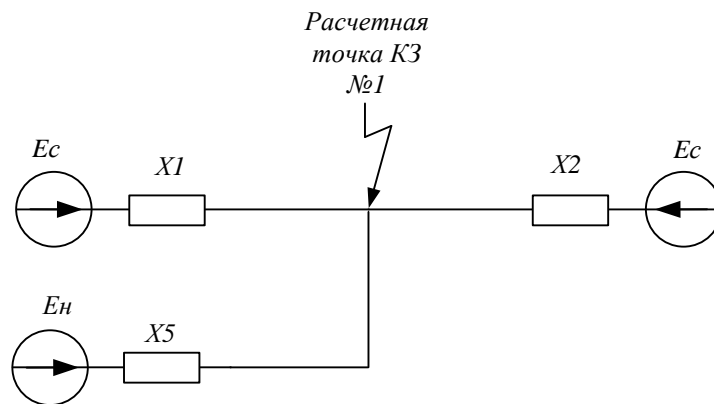


Рисунок 18 – Сворачивание схемы замещения

$$X_5 = X_{34} + X_{ТВ} \quad (38)$$

$$X_5 = 3,55 + 0,85 = 4,4 \text{ (о.е.)}$$

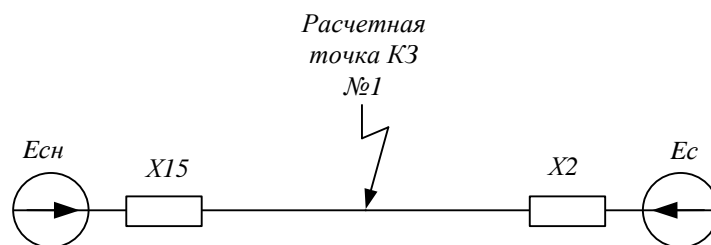


Рисунок 19 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{15} = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} \quad (39)$$

$$X_{15} = \frac{0,08 \cdot 4,4}{0,08 + 4,4} = 0,08 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{CH} = \frac{X_5 \cdot E_C + X_1 \cdot E_H}{X_5 + X_1} \quad (40)$$

$$E_{\text{CH}} = \frac{4,4 \cdot 1 + 0,08 \cdot 0,85}{4,4 + 0,08} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

где E_c , E_n – соответственно ЭДС системы и нагрузки в относительных единицах.

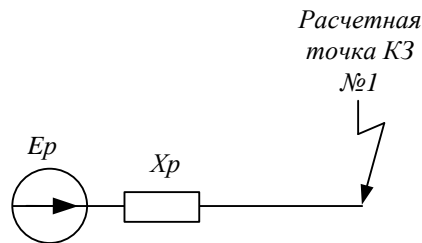


Рисунок 20 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_2 \cdot X_{15}}{X_2 + X_{15}} \quad (41)$$

$$X_p = \frac{0,67 \cdot 0,08}{0,67 + 0,08} = 0,07 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_2 \cdot E_{\text{CH}} + X_{15} \cdot E_c}{X_2 + X_{15}} \quad (42)$$

$$E_p = \frac{0,67 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 1}{0,67 + 0,08} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется следующим образом (кА):

$$I_{\text{по}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\text{Б110}} \quad (43)$$

$$I_{\text{по}} = \frac{0,99}{0,07} \cdot 0,51 = 7,21 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (44)$$

где $I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,1 сек.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 7,21 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,02}} = 0,07 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (45)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (46)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 7,21 \cdot 1,61 = 16,42 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется теплового импульса от протекания токов короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{ОВ}} + T_a) \quad (47)$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – наибольшее время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты (сек.)

Для нашего случая

$$B_{\kappa} = 7,21^2 \cdot (2 + 0,02) = 103,97 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, результаты расчета указаны в таблице 21.

Таблица 21 - Расчет токов КЗ на ПС «Чульманская»

| Расчетная точка короткого замыкания | $I_{по}$ (кА) | I_A (кА) | T_a | k_y | I_y (кА) | B_{κ} (кА ² с) |
|-------------------------------------|---------------|------------|-------|-------|------------|----------------------------------|
| №1 | 7,21 | 0,07 | 0,02 | 1,61 | 16,42 | 103,97 |
| №2 | 6,8 | 0,08 | 0,03 | 1,61 | 12,56 | 92,48 |
| №3 | 25,15 | 0,9 | 0,02 | 1,61 | 40,49 | 1265,3 |

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/6 КВ ПС «ЧУЛЬМАНСКАЯ»

7.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения ПС Чульманская

В качестве распределительных устройств на стороне высокого напряжения ПС Чульманская принимается схема сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой в цепях линий в соответствии со схемой подключения, на стороне среднего напряжения применяем одну секционированную систему шин, на стороне низкого напряжения две секции шин, подробная однолинейная схема ПС представлен на рисунке 21

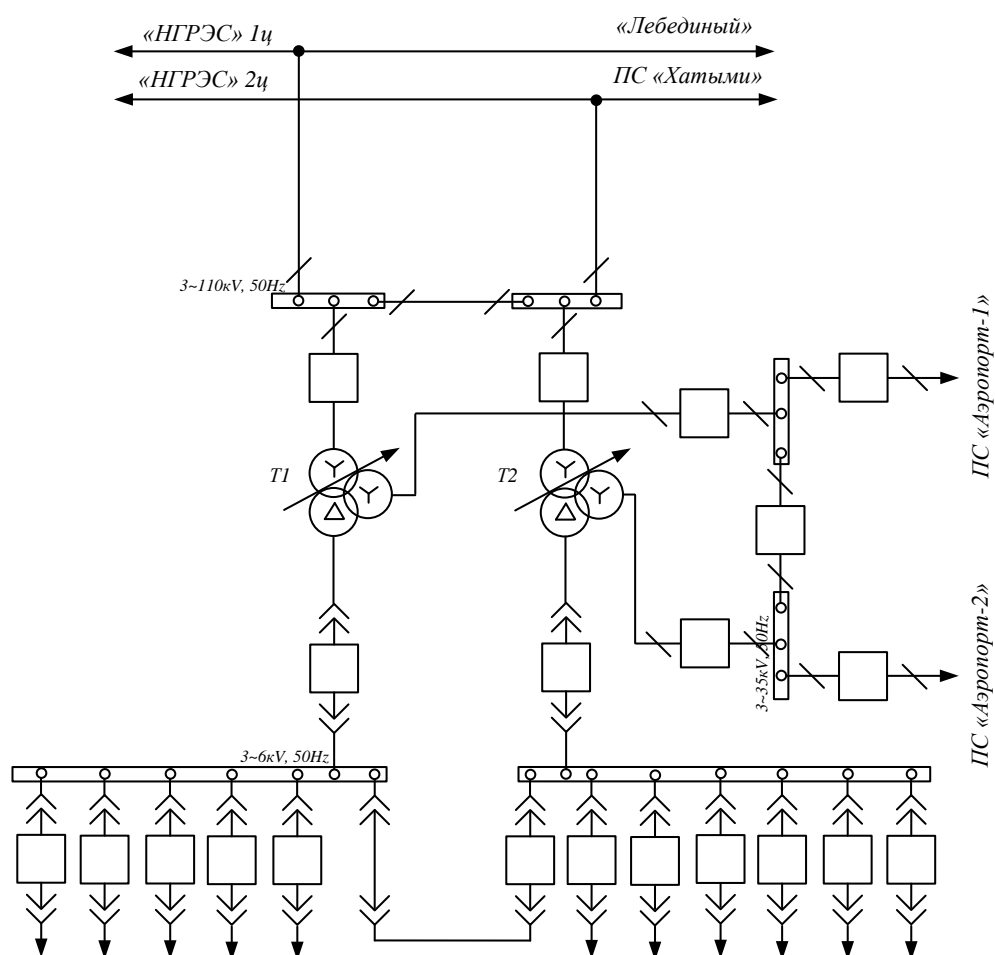


Рисунок 21 – Однолинейная схема ПС Чульманская

7.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям утяжеленной загрузки трехобмоточных трансформаторов (140% в послеаварийном режиме работы) установленных на ПС.

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [11]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (48)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (49)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (50)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_V \quad (51)$$

где $I_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН подстанции Чульманская для выключателей трансформаторов (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме) [11]:

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (52)$$

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,0 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ СН подстанции Чульманская для выключателей трансформаторов (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме)

$$I_{м35} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (53)$$

$$I_{м35} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,2 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ СН подстанции Чульманская для секционного выключателя.

$$I_{м35св} = \frac{I_{м35}}{2} \quad (54)$$

$$I_{м35св} = \frac{145,2}{2} = 72,6 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для вводных выключателей (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме)

$$I_{м6} = \frac{1,4 S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (55)$$

$$I_{м6} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 849,3 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для секционного выключателя 6 кВ

$$I_{мбсв} = \frac{I_{мб}}{2} \quad (56)$$

$$I_{мбсв} = \frac{849,3}{2} = 424,65 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для одного из выключателей отходящего фидера согласно данным контрольного замера

$$I_{мфид} = 70,2 \text{ (А)}$$

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 22:

Таблица 22 – Выбор и проверка выключателей трансформаторов 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 2500 | 46,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 20 | 7,21 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 102 | 16,42 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 20 | 7,21 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 12,45 | 0,07 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 102 | 16,42 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 1200 | 103,97 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Выключатель проходит по всем параметрам.

7.3 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Проводим выбор трансформаторных выключателей:

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка трансформаторных выключателей 35 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 630 | 145,2 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 12,5 | 6,8 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 12,56 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 12,5 | 6,8 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 7,9 | 0,08 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 31 | 12,56 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 5000 | 92,48 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Выключатель проходит по всем параметрам.

Проводим выбор секционного выключателя:

Таблица 24 – Выбор и проверка трансформаторных выключателей 35 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 630 | 72,6 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 12,5 | 6,8 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 12,56 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 12,5 | 6,8 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 7,9 | 0,08 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 31 | 12,56 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 5000 | 92,48 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

7.4 Выбор выключателей на стороне 6 кВ.

Проводим выбор вводных выключателей

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВРС-10-31,5-1000 номинальным током 1000 А.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 25:

Таблица 25 – Выбор и проверка вводных выключателей 6 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 6 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 849,3 | $I_{НОМ} \geq I_{М}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 25,15 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 40,49 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 31,5 | 25,15 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 0,9 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 40,49 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2976,75 | 1265,3 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Проводим выбор секционного выключателя

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВРС-10-31,5-630 номинальным током 630 А.

Таблица 26 – Выбор и проверка секционного выключателя 6 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|-------|------------------|---------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 6 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 424,65 | $I_{НОМ} \geq I_{М}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 25,15 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 40,49 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 31,5 | 25,15 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 0,9 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |

Продолжение таблицы 26

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---------|--------|------------------------------------|
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 40,49 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2976,75 | 1265,3 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Проводим выбор выключателя присоединения.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВРС-10-31,5-630 номинальным током 630 А.

Таблица 27 – Выбор и проверка секционного выключателя 6 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 6 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 70,2 | $I_{НОМ} \geq I_M$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 25,15 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 40,49 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 31,5 | 25,15 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 0,9 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 40,49 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2976,75 | 1265,3 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

7.5 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ. По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двух колонковый), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 46,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 16,42 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2790,75 | 103,97 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$ |

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ. По напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 145,2 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 63 | 12,56 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 1875 | 92,48 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$ |

7.6 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов [11]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_{к} \quad (57)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{к} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (58)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (59)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс НЕВА СТ411 (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 30, 31, 32.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока трансформаторных выключателей 35 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|------------|------------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 35 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|-----------|-------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока вводных выключателей 6 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 6 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|-----------|-------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока выключателей присоединений 6 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|-----------|-------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |

| 1 | 2 | 3 |
|------------|------------|------|
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Проводим расчет на примере ТТ 110 кВ, трансформаторных выключателей 35 кВ, и вводных выключателей 6 кВ.

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{\text{ПР}} = 1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2.110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.10} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 50 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 50 | 46,0 | $I_{НОМ} \geq I_M$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 126 | 7,21 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 13872 | 103,97 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 20 | 0,87 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Выбор трансформаторов тока для трансформаторных выключателей 35 кВ. Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для трансформаторных выключателей

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 150 | 145,2 | $I_{НОМ} \geq I_M$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 125 | 12,56 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 7203 | 92,48 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 30 | 0,59 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Выбор трансформаторов тока для секционного выключателя 35 кВ. Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 75 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для секционного выключателя

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 75 | 72,6 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 125 | 12,56 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 7203 | 92,48 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 30 | 0,55 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Выбор трансформаторов тока для вводных выключателей 6 кВ. Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 39.

Таблица 39 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 6 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 849,3 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 40,49 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 1265,3 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 1,2 | 0,59 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Выбор трансформаторов тока для секционного выключателя 6 кВ. Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ секционного выключателя

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 6 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 500 | 424,65 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 40,49 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 1265,3 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 1,2 | 0,55 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Выбор трансформаторов тока для выключателя присоединения 6 кВ. Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 75 А. Сравнение параметров приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ отходящего присоединения

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 6 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 75 | 70,2 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 40,49 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 1265,3 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 1,2 | 0,56 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

7.7 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6] по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (60)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|--------------------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-393 | 2 | 10 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 4 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 28 |

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 43 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 | 400 ВА | 28 ВА | $S_{2НОМ} \geq S_2$ |

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 5 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 9 |

Таблица 45 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|----------------------------|----------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ | $S_2 = 9 \text{ ВА}$ | $S_{2ном} \geq S_2$ |

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 46 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 14 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 18 |

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 47 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 | 75 ВА | 18 ВА | $S_{2ном} \geq S_2$ |

7.8 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС Чульманская. Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 46,0 А, следовательно принимаем такое же сечение провода для данного напряжения как и для питающей ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (61)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot 1g \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (62)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot 1g \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

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

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

7.9 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Чульманская. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм (8 см^2). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем $0,4$ м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (63)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1265,3}}{91} = 0,39 \text{ (см}^2\text{)}$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Минимальное сечение меньше фактического следовательно проверку проходит.

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (64)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3\text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 8 (см²)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (65)$$

$$J = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (66)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40490^2}{0,4} = 363,19 \text{ (Н/м)}$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (67)$$

$$W = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)}$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (68)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{40490^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 28,25 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа), следовательно оно проходит проверку.

7.10 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 48.

Таблица 48 – Технические данные ОПН 110 кВ

| ОПН-110/10/77/400 | |
|---|-----|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 110 |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ) | 77 |
| Поглощаемая энергия (кДж) | 400 |
| Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ) | 180 |

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-----|------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ) | 77 | 72,74 | $U_{пр} \geq U_{пр.сети}$ |

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 50.

Таблица 50 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ) | 25,25 | 23,24 | $U_{пр} \geq U_{пр.сети}$ |

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 6 | 6 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ) | 4,32 | 3,98 | $U_{вр} \geq U_{вр.сети}$ |

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

7.11 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 52 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Чульманская.

Таблица 52 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

| Тип потребителя | Расчетная мощность потребителей (кВА) |
|--|---------------------------------------|
| Электродвигатели приводов выключателей | 8,14 |
| Обогрев приводов выключателей | 3,5 |
| Обогрев РУ 6 кВ | 8,0 |
| Освещение коридора РУ 10 кВ | 0,8 |
| Освещение ячеек РУ 10 кВ | 0,8 |
| Освещение РУ 110, 35кВ | 6,0 |
| Цепи сигнализации | 0,1 |
| Расчетная полная мощность потребителей | 27,34 |

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Чульманская:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}} \quad (69)$$

$$S_p = \frac{27,34}{2 \cdot 0,7} = 19,52 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/6 номинальной мощностью 25 кВА.

7.12 Оперативный ток

В качестве рода тока принимаем переменный ток промышленной частоты 50 Гц, при этом источником питания служат трансформаторы собственных нужд. Приводы выключателей основаны на питании переменным цепи сигнализации так же питаются переменным током.

8 ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе рассмотрим все защиты и автоматику которые устанавливаются на ВЛ и трансформаторы данного участка сети.

Защиты для ВЛ 110 кВ:

Дифференциальная защита линии (ДЗЛ)

Дистанционная защита линии (ДЗ)

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП)

Токовая отсечка (ТО)

Автоматика ВЛ 110 кВ:

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)

Автоматическое повторённое включение (АПВ)

Защиты трансформаторов 110 кВ

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)

Максимальная токовая защита (МТЗ)

Защита от перегрузки

Газовая защита (ГЗ)

Данная бакалаврская работа рассматривает только расчёт защит устанавливаемых на трансформаторах ПС Чульманская

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТМТН 6300/110/35/6 Чульманская

8.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале Сириус.

Выбираем коэффициенты трансформации [12]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (70)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (71)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР}$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (72)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (73)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (74)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (75)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 53:

Таблица 53 – Тормозные характеристики.

| № характеристики | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|------------------|------|------|------|------|------|
| K_{T1} | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,49 |
| $I_{T,расч}^*$ | 3,9 | 3,25 | 2,58 | 2,25 | 2,05 |

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (76)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

8.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (77)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,63 = 41,51 (\text{А})$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{41,51}{(50/5)} = 4,15 (\text{А})$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

8.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (78)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_{CAM} – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 31,63 = 71,17 (\text{А})$$

$$k_{\chi} = \frac{I_{\chi}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{21,78 \cdot 10^3 \cdot (6,3/115)}{71,17} = 16,8 \quad (79)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{181,98}{(100/5)} = 9,09 (\text{А})$$

8.4 Газовая защита.

На силовых трансформаторах ПС Чульманская установлены газовые реле «Бухгольца». Реле устанавливается в контур охлаждения

контролируемого устройства и реагирует на такие нарушения, как газообразование, потери и усиление потока жидкого диэлектрика.

У трансформаторов с герметичным уплотнением мембраной (резиновый мешок) в расширителе газовые реле могут использоваться в качестве контрольных устройств для этой мембраны («сигнализатор разрыва мешка»).

Газовые реле могут использоваться в установках под открытым небом и в помещениях. Разнообразие типов газовых реле «Бухгольца» обусловлено нормами и стандартами, а также специальными требованиями заказчиков. Номинальная мощность и конструкция защищаемого устройства определяют тип используемого реле.

8.5 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 6 кВ ПС Чульманская для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен

происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

8.6 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

8.7 Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов

должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование трансформаторной подстанции 110/35/6 кВ «Чульманская» в «Нерюнгринском» районе республики САХА (Якутия), предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только

заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

Погрузочно-разгрузочные работы и размещение грузов кранами должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009 и утвержденным в установленном порядке.

При размещении грузов должны соблюдаться размеры отступов: от стен помещений - 0,7 м, от приборов отопления - 0,2 м (должны увеличиваться по условиям хранения груза), от источников освещения - 0,5 м, от пола - 0,15 м, между ящиками в штабеле - 0,02 м, между поддонами и контейнерами в штабеле - 0,05 - 1 м.

Разгрузка и загрузка полувагонов крюковыми кранами должны производиться по технологии, утвержденной владельцем крана, с указанием в ней необходимых мер для безопасного производства работ с учетом конкретного груза и объекта погрузки-разгрузки.

Транспортировать груз на крюке крана над рабочими местами или при нахождении людей в зоне перемещения груза запрещается.

Поднимать груз большой грузоподъемности крана запрещается.

Опускать груз разрешается только на предназначенное для этого место с исключением возможности его падения, опрокидывания, сползания. Грузы должны укладываться или устанавливаться в соответствии с требованиями при складировании конкретных грузов без загромождения проходов и с выполнением требований по удобству и безопасности их строповки и расстроповки.

Погрузочно-разгрузочные рампы и платформы должны защищать грузы и погрузочно-разгрузочные механизмы от атмосферных осадков, иметь не менее двух рассредоточенных лестниц или пандусов и ширину, обеспечивающую соблюдение требований технологии и безопасности при погрузочно-разгрузочных работах.

Не допускается нахождение людей и проведение каких-либо работ в зоне работы грейферных и магнитных кранов;

По окончании работы оставлять груз, грейфер, магнитную шайбу в подвешенном состоянии запрещается.

Для перевозки порошковых и сыпучих материалов должны использоваться специальные железнодорожные вагоны и автомашины типа цементовоза, обеспечивающие беспыльную загрузку, транспортировку и разгрузку этих материалов.

Тара для транспортирования порошковых материалов должна обеспечивать целостность упаковки на всех этапах обращения (вплоть до их применения в производстве) без промежуточных пересыпок.

Для транспортирования вредных и агрессивных жидких материалов должны применяться специальные цистерны.

Для легкозамерзающих веществ высокой вязкости должны предусматриваться системы быстрого разогрева без изменения их химических свойств и без выделения в атмосферу вредных паров и газов.

Для транспортирования сжиженных вредных газов (хлора, аммиака и др.) должны применяться специальные железнодорожные или автомобильные цистерны.

Загрузка опасных веществ, их слив или выдавливание из цистерн, а также промывка и пропарка цистерн должны осуществляться способами, исключающими контакт с ними работников или выделение в воздух вредных веществ. Перед сливом жидкостей необходимо проверить работоспособность клапана, соединяющего внутреннюю полость цистерны с атмосферой.

Для безопасного выполнения работ в электроустановках соответственно согласно межотраслевым правилам по охране труда в системе электроснабжения принято несколько категорий по электробезопасности в частности и суммарное количество данных категорий 5.

При этом следует отметить что первая категория соответствует тем работникам, который имеет минимальный набор навыков при работе в электроустановках также они не имеют минимальный набор знаний по отношению к действующему электроустановкам, в которых они будут работать.

В данном разделе будем производить анализ характеристика каждой группы по электробезопасности при этом также будет переводиться и минимальный набор навыков, которыми должны обладать те или иные категории по безопасности выполнения работ в электроустановках.

Рассмотрим подробно первую категорию по труда при работе в действующих электроустановках при этом следует учитывать то что данная категория может выдаваться работникам после проведения им целевого инструктажа в области охраны труда при эксплуатации действующих электроустановках в частности данные работники должны иметь минимальный набор навыков и знаний однако они должны понимать опасность поражения электрическим током при нахождение возле каких-либо электроустановок которые соответственно находятся под напряжением также данные работники должны представлять опасность приближение к токоведущим частям на недопустимо расстояние и соответственно они должны иметь набор знаний о работе электроустановок и о том как они функционируют.

Вторая категория по электробезопасности выдаётся уже тем категориям лиц, которые имеют обучение в объёме 72 часа при этом образование данной категории лиц не нормируется, то есть они могут иметь и среднее образование, а также не имеет среднего образования.

Основными требованиями к работникам с группой по электробезопасности 2 является знаний и понимания элементарных технических знаний в области электроснабжения и электрооборудования также они должны, как и в случае с первой группой в обязательном порядке представлять опасность поражения электрическим током, а также опасность приближения на недопустимо расстояние к токоведущим частям, которые соответственно находятся под напряжением.

Дополнительными требованиями к работникам, имеющим группу 2 по электробезопасности является что они должны иметь определенные знания предосторожности при выполнении каких-либо работ в действующих электроустановках, а также последним требованиям, которые предъявляются к работникам, имеющим группу по электробезопасности 2 это обладание навыками оказания первой медицинской помощи в том случае если Какой из работников попал под напряжение и ему необходимо оказание данной медицинской помощи.

Просмотр на группу по электробезопасности 3 при этом в данном случае накладываются определённые требования в области стажа работы в электроустановках а также образование которое должны иметь соответственно лица которым присваивается данная группа при этом следует отметить что в зависимости от в группе по электробезопасности 2 соответственно определяется и срок работы для получения третьей группы по электробезопасности следует отметить что образование данных сотрудников может быть среднее высшее профессиональное либо иное.

Основные требования в области электробезопасности для сотрудников имеющих третью группу по электробезопасности в частности они должны иметь более углублённые знания в области общей электротехнике дополнительно они должны иметь знания по обслуживанию электроустановок в которых будет проводиться определённые виды работ также сюда относятся и знание всех правил техники безопасности и охраны труда при выполнении

работ а также испытаний средств индивидуальной защиты на касающиеся выполняемой работы.

Также основными требованиями, которые относятся к группам по электробезопасности 3 это, а навыки по обеспечению выполнения безопасной работы, а также умение выполнять надзор за работающим электрооборудованием и работниками, которые соответственно будут выполнять различные ремонтные работы в электроустановках.

И последними требованиями в области охраны труда является требования по навыкам освобождения пострадавшего в случае если он попал под действие электрического тока в электроустановках различного номинального напряжения дополнительно данные работники должны обладать навыками оказания первой медицинской помощи при поражении током различных работников.

Подробно рассмотрим требования электробезопасности 4 которые присваиваются в соответствии с сотрудником организации в зависимости от стажа работы в предыдущей группе таким образом для данных сотрудников также является обязательным знание и функционирования электроустановок в том объёме в котором это необходимо по занимаемой должности также они должны обязательно представлять себе опасность при работах в электроустановках и какими опасными факторами обладают данные электроустановки они должны в полном объёме знать правила охраны труда правила технической эксплуатации уметь выполнять безопасной работы в действующих электроустановках а также испытывать средства защиты в объёме занимаемой должности.

Требованиями к группе по электробезопасности 4 следует отнести и знания принципиальных однолинейных схем электроустановок от того электрооборудования, в котором они соответственно не выполняют свои работы, а также основной особенностью для данного рода сотрудников является умение проводить различные обучающие инструктажи и

организовывать безопасное выполнение работ всем всеми сотрудниками, которые соответственно задействовано при работе в электроустановках.

Также указанные сотрудники в обязательном порядке должны уметь освобождать пострадавшего действия электрического тока и соответственно оказать ему первую медицинскую помощь до прибытия сотрудников скорой помощи.

Работники имеющие группу 4 по электробезопасности в обязательном порядке должны иметь навыки обучать подчинённый персонал правилам охраны труда техники безопасности а также иметь возможность обучать персонал приёмам оказания первой медицинской помощи. Рассмотрим подробно группу по электробезопасности 5 при этом следует отметить что это наивысшая категория по электробезопасности присваивается лицам имеющим значительный опыт при работе в электроустановках а также данная группа присваивается как лицам из административно-технического персонала находящегося на руководящих должностях но также лицам из оперативного персонала которые соответственно является старшими в смене при работе в электроустановках.

Группа по электробезопасности 5 накладывает определённые требования на работу персонала в частности для данной категории сотрудников в обязательном порядке должны быть все знания, указанные в предыдущих категориях дополнительно к данной категории, накладываются Требования по потому что они должны уметь чётко излагать требования в области охраны труда и уметь проводить инструктажи работников в области охраны труда.

Данные сотрудники должны знать все правила охраны труда и технической эксплуатации и имеет чёткое представление В какой мере вызвано то или иное требование в области охраны труда и технической эксплуатации также они должны иметь значительные знания в области пожарной безопасности в соответствии с объёмом занимаемой должности.

9.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),
- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;

- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;

- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;

- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;

- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.

- минимальное использование на площадке строительной техники.

- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;

- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;

- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

В представленной выпускной квалификационной работе при проектировании ПС «Чульманская» особое внимание уделяется сохранению окружающей среды, благодаря использованию современных изоляционных материалов на ПС минимизировано количество маслonaполненного оборудования, которое создает угрозу загрязнения окружающей среды при различного рода повреждениях. Использование малогабаритного оборудования так же играет важную роль при проектировании ПС Чульманская т.к. для реализации проекта требуется значительно меньшая площадь отвода земли под расположение оборудования. Для снижения уровня шумов в работе предусматривается расположение проектируемого объекта ПС Чульманская на максимально возможном расстоянии от жилой застройки.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Чульманская» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМТН 6300/110/35/10 с размерами (м) 6,4×4,4×5,2 и массой масла 14,5 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн) [11].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [21]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (80)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 ТОННЫ.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{14,5}{0,88} = 16,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [21]:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (81)$$

где A, B – длинна и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мн}} = (6,4 + 2 \cdot 1) \cdot (4,4 + 2 \cdot 1) = 53,76 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (82)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бн}} = (6,4 + 4,4) \cdot 2 \cdot 5,2 = 112,32 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [21]:

$$V_{H2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (83)$$

$$V_{H2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (53,76 + 112,32) \cdot 10^{-3} = 59,79 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [21]:

$$V_{тмH2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H2O} \quad (84)$$

$$V_{тмH2O} = 16,48 + 0,8 \cdot 59,79 = 64,31 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{тмH2O}$:

$$H_{mn} = \frac{V_{тмH2O}}{S_{mn}} \quad (85)$$

$$H_{mn} = \frac{64,31}{53,76} = 1,2 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{\delta n} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{нмн} = H_{mn} + H_{\delta n} + H_z \quad (86)$$

$$H_{нмн} = 1,2 + 0,05 + 0,25 = 1,5 \text{ (м)}$$

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации которые могут возникать на объекте реконструкции в частности на трансформаторной подстанции могут иметь под собой различные аспекты то есть они могут быть обусловлены как ошибочными действиями оперативного персонала но также и различными внешними факторами которые могут быть обусловлены различными климатическими условиями в частности при выполнении оперативных переключений оперативный персонал может выполнять ошибочные действия которые могут привести соответственно при возникновении короткого замыкания и также отличительной особенностью этого является возможность возникновения пожара либо возгорания какого-то электрооборудования соответственно с возникновением чрезвычайной ситуации.

На объекте реконструкции в частности на трансформаторной подстанции специальными средствами предотвращающими выполнение ошибочных операций оперативным персоналом при выполнении оперативных переключений в действующих электроустановках в частности является применение в обязательном порядке на всех коммутационных аппаратах электромагнитной блокировки которая позволяет минимизировать вероятность выполнения ошибочной операции на коммутационного аппарате также при выполнении различных оперативных переключений персоналом применяются индивидуальные видеорегистраторы которые позволяют вышестоящему оперативному персоналу после выполнения всех операций и проводить проверку правильности а также выполнять анализ полученных данных и соответственно выдавать определённое распоряжение для того чтобы ошибочные действия не повторялись больше.

Помимо индивидуальных видеорегистраторов также на подстанции применяется и стационарное видеонаблюдение благодаря которому вышестоящего оперативного персонала может в большом объёме производить контроль правильности выполнения всех операций, которые проводятся во время оперативных переключений.

Применяемая на подстанции система телемеханики позволяет вышестоящему оперативному персоналу участвовать в оперативных переключениях и также контролировать их процесс также контролировать включения тех или иных коммутационных аппаратов а также проверять правильность всех операций согласно бланка переключений.

Таким образом на подстанции применяется максимальное количество мер для предотвращения ошибочных действий со стороны оперативного персонала.

Что касается климатических условий, которые могут приводить к возникновению повреждению оборудования либо коротким замыканием то на подстанции применяются системы молниезащиты и заземления которые позволяют эффективно бороться с газовыми импульсами и не позволяет им попадать на электрооборудовании, которое расположено непосредственно на данном объекте реконструкции.

Система молниезащиты и заземления эффективно позволяет бороться с такими климатическими параметрами как удар молнии в электрооборудовании либо иными которые могут привести к выходу электрооборудования из строя соответственно вся система молниезащиты проверено по своим геометрическим характеристикам и соответственно все элементы подстанции находятся под зоной её защиты также следует отметить что система заземления подстанции непосредственно связана система молниезащиты и также проверено на предъявляемые к ней характеристики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения данной работы следует сделать следующие выводы: в качестве варианта реконструкции электрических сетей рассматриваемого района принят вариант, при котором ПС Чульманская подключается в виде отпаяк к ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС Хатыми и Нерюнгринская ГРЭС – ПС Лебединый. Данные ВЛ так же образованы при реконструкции электрических сетей.

Данный вариант реконструкции электрической сети прошел все необходимые проверки относительно минимального набора дополнительного оборудования, минимальным экономическим затратам, а так же согласно технического анализа вариантов.

В процессе выполнения данной работы проведен расчет токов короткого замыкания в принятом варианте реконструкции и определены их значения на всех распределительных устройствах ПС Чульманская.

На основании данных о рабочих максимальных значениях токов во всех распределительных устройствах на ПС Чульманская проведен выбор основного электротехнического оборудования в частности приняты: выключатели 110 кВ: ВГУ-110 П-20/2500У1 (выключатель элегазовый унифицированный номинальным напряжением 110 кВ номинальным током отключения 20 кА, номинальным током 2500А), выключатели 35 кВ: ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1. (выключатель элегазовый баковый номинальным напряжением 35 кВ номинальным током отключения 12,5 кА, номинальным током 630А), выключатели 6 кВ: ВРС-10-31,5-1000 (вакуумный выключатель номинальным напряжением 10 кВ номинальным током отключения 31,5 кА, номинальным током 1000А).

Проведён расчет уставок защит на силовых трансформаторах ПС Чульманская.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
- 5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.

12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.

13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.

14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.

15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.

16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.

17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

18 Лыкин А.В. Распределительные электрические сети. М.: Нововибирский государственный технический университет, 2018.

19 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.:Инфа-Инженерия, 2020.

20 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш. предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.

21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

22 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

23 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

27 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфоломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

28 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

29 <https://ru.wikipedia.org>

30 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нормальных режимов работы

Данные по узлам первого варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (Мвт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 44,92 | 35,58 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,64 | 6,04 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,64 | 6,04 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,11 | 5,55 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,11 | 5,55 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,00 | 5,45 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,00 | 5,45 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,79 | 5,26 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,79 | 5,26 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,55 | 5,05 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,55 | 5,05 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | 5,02 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | 5,02 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,88 | 5,35 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,68 | 6,07 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 117,16 | 6,51 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 118,64 | 7,85 |
| 18 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,64 | 1,42 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,11 | 5,55 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,00 | 5,45 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,79 | 5,26 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,55 | 5,05 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | 5,02 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 32,00 | 10,00 | 122,51 | 11,37 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,48 | 2,25 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,50 | 5,91 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,77 | 2,19 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 37,05 | 5,85 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,14 | 2,40 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,20 | 3,28 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,23 | 3,86 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 6,04 | 0,73 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,18 | 3,04 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,23 | 3,83 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,21 | 3,49 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 10,39 | 3,85 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 10,34 | 3,42 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,29 | 4,75 |

Данные по ветвям первого варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 140,17 | 138,49 | 510 | 27,49 |
| 1 | 3 | 140,17 | 138,49 | 510 | 27,49 |
| 2 | 4 | 80,73 | 79,48 | 510 | 15,83 |
| 3 | 5 | 80,73 | 79,48 | 510 | 15,83 |
| 4 | 6 | 53,93 | 53,51 | 510 | 10,57 |
| 5 | 7 | 53,95 | 53,53 | 510 | 10,58 |
| 7 | 9 | 50,52 | 49,75 | 390 | 12,95 |
| 6 | 8 | 43,55 | 42,65 | 390 | 11,17 |
| 8 | 10 | 32,12 | 30,07 | 390 | 8,23 |
| 9 | 11 | 34,44 | 32,54 | 390 | 8,83 |
| 10 | 12 | 36,22 | 35,38 | 390 | 9,29 |
| 11 | 13 | 36,14 | 35,30 | 390 | 9,27 |
| 12 | 14 | 75,85 | 69,07 | 390 | 19,45 |
| 14 | 15 | 71,18 | 69,14 | 390 | 18,25 |
| 15 | 16 | 72,38 | 71,96 | 390 | 18,56 |
| 16 | 17 | 86,68 | 86,93 | 390 | 22,23 |
| 17 | 24 | 156,01 | 157,97 | 390 | 40,00 |
| 3 | 18 | 60,18 | 60,18 | 390 | 15,43 |
| 2 | 18 | 60,18 | 60,18 | 390 | 15,43 |
| 5 | 19 | 29,26 | 29,26 | 390 | 7,50 |
| 4 | 19 | 29,24 | 29,24 | 390 | 7,50 |
| 7 | 20 | 7,06 | 7,06 | 390 | 1,81 |
| 6 | 20 | 11,73 | 11,73 | 390 | 3,01 |
| 9 | 21 | 27,26 | 27,26 | 330 | 8,26 |
| 8 | 21 | 22,66 | 22,66 | 330 | 6,87 |
| 11 | 22 | 26,64 | 26,64 | 390 | 6,83 |
| 10 | 22 | 26,28 | 26,28 | 390 | 6,74 |
| 13 | 23 | 35,27 | 35,27 | 390 | 9,04 |
| 12 | 23 | 40,61 | 40,61 | 390 | 10,41 |

Данные по узлам второго варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 62,31 | 35,76 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,46 | 5,87 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,46 | 5,87 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,82 | 5,29 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,82 | 5,29 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,68 | 5,16 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,68 | 5,16 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,34 | 4,85 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,34 | 4,85 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,16 | 4,69 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,16 | 4,69 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,18 | 1,98 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,05 | 0,95 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,71 | 0,65 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,62 | 0,57 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,46 | 1,27 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,82 | 5,29 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,68 | 5,16 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,43 | 4,94 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,34 | 4,85 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,16 | 4,69 |
| 24 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 13,64 | 7,43 | 112,87 | 2,61 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,11 | 1,92 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,31 | -1,54 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,65 | 1,86 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 34,44 | -1,59 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,13 | 2,24 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,18 | 3,01 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,21 | 3,58 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 6,02 | 0,40 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,17 | 2,84 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,21 | 3,51 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,01 | 0,13 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 9,87 | -1,28 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 9,75 | -2,52 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,84 | -2,63 |

Данные по ветвям второго варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 175,76 | 174,42 | 510 | 34,46 |
| 1 | 3 | 175,76 | 174,42 | 510 | 34,46 |
| 2 | 4 | 114,33 | 113,47 | 510 | 22,42 |
| 3 | 5 | 114,33 | 113,47 | 510 | 22,42 |
| 4 | 6 | 84,63 | 84,37 | 510 | 16,59 |
| 5 | 7 | 84,66 | 84,41 | 510 | 16,60 |
| 7 | 11 | 91,66 | 91,17 | 390 | 23,50 |
| 6 | 21 | 59,79 | 59,31 | 390 | 15,33 |
| 21 | 10 | 12,55 | 10,70 | 390 | 3,22 |
| 10 | 12 | 26,75 | 25,62 | 390 | 6,86 |
| 11 | 13 | 26,88 | 25,74 | 390 | 6,89 |
| 12 | 14 | 46,41 | 33,83 | 390 | 11,90 |
| 14 | 15 | 31,70 | 25,79 | 390 | 8,13 |
| 15 | 16 | 22,34 | 20,13 | 390 | 5,73 |
| 16 | 17 | 6,30 | 0,05 | 390 | 1,62 |
| 17 | 24 | 76,42 | 79,46 | 390 | 19,59 |
| 3 | 18 | 60,28 | 60,28 | 390 | 15,46 |
| 2 | 18 | 60,28 | 60,28 | 390 | 15,46 |
| 5 | 19 | 29,33 | 29,33 | 390 | 7,52 |
| 4 | 19 | 29,32 | 29,32 | 390 | 7,52 |
| 7 | 20 | 9,71 | 9,71 | 390 | 2,49 |
| 6 | 20 | 24,65 | 24,65 | 390 | 6,32 |
| 11 | 22 | 66,91 | 66,91 | 390 | 17,16 |
| 10 | 22 | 16,14 | 16,14 | 390 | 4,14 |
| 13 | 23 | 25,74 | 25,74 | 390 | 6,60 |
| 12 | 23 | 21,14 | 21,14 | 390 | 5,42 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет послеаварийных режимов работы

Данные по узлам режима работы первого варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС Лебединый

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (Мвт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 58,28 | 27,08 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,45 | 4,96 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,45 | 4,96 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,51 | 4,10 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,51 | 4,10 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,32 | 3,93 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,32 | 3,93 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,96 | 3,60 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,96 | 3,60 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,63 | 3,30 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,63 | 3,30 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,60 | 3,27 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,60 | 3,27 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,80 | 2,55 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,45 | 0,39 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,51 | 4,10 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,32 | 3,93 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,96 | 3,60 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,63 | 3,30 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,60 | 3,27 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 13,64 | 7,43 | 115,00 | 4,55 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,58 | 0,52 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,54 | 0,49 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,16 | 0,47 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 35,15 | 0,43 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,08 | 1,30 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,11 | 1,82 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,14 | 2,35 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 5,94 | -0,99 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,08 | 1,30 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,13 | 2,10 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,96 | -0,62 |

Данные по ветвям режима работы первого варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС Лебединый

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 1 | 3 | 314,44 | 313,32 | 510 | 61,65 |
| 2 | 4 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 3 | 5 | 191,74 | 191,11 | 510 | 37,60 |
| 4 | 6 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 5 | 7 | 131,81 | 131,64 | 510 | 25,85 |
| 7 | 9 | 113,32 | 113,02 | 390 | 29,06 |
| 6 | 8 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 8 | 10 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 9 | 11 | 62,31 | 61,66 | 390 | 15,98 |
| 10 | 12 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 11 | 13 | 7,86 | 7,50 | 390 | 2,02 |
| 12 | 14 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 14 | 15 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 15 | 16 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 16 | 17 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 17 | 24 | 74,90 | 77,99 | 390 | 19,21 |
| 3 | 18 | 121,68 | 121,68 | 390 | 31,20 |
| 2 | 18 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 5 | 19 | 59,32 | 59,32 | 390 | 15,21 |
| 4 | 19 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 7 | 20 | 18,35 | 18,35 | 390 | 4,71 |
| 6 | 20 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 9 | 21 | 50,71 | 50,71 | 330 | 15,37 |
| 8 | 21 | 0,00 | 0,00 | 330 | 0,00 |
| 11 | 22 | 53,79 | 53,79 | 390 | 13,79 |
| 10 | 22 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 13 | 23 | 7,50 | 7,50 | 390 | 1,92 |
| 12 | 23 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |

Данные по узлам послеаварийного режима работы первого варианта реконструкции при отключении ВЛ Нижний Куранах – Лебединый

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 77,42 | 44,95 | 126,00 | 14,55 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 124,20 | 12,91 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 124,20 | 12,91 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 123,37 | 12,15 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 123,37 | 12,15 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 123,16 | 11,97 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 123,16 | 11,97 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 122,72 | 11,57 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 122,72 | 11,57 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 122,11 | 11,01 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 122,11 | 11,01 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 121,72 | 10,65 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 121,72 | 10,65 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,74 | 0,00 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,94 | 0,00 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,50 | 0,00 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,37 | -3,30 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 124,20 | 8,00 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 123,36 | 12,15 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 123,16 | 11,97 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 122,72 | 11,57 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 122,11 | 11,01 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 121,72 | 10,65 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 119,65 | 8,77 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 103,96 | -5,49 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 38,05 | 8,71 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 33,06 | -5,55 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,56 | 9,38 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,59 | 9,89 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,52 | 8,68 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 6,43 | 7,22 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,54 | 9,00 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,57 | 9,42 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,09 | 0,00 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 9,77 | 0,00 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 9,54 | 0,00 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,61 | -6,55 |

Данные по ветвям послеаварийного режима работы первого варианта реконструкции при отключении ВЛ Нижний Куранах - Лебединый

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 205,11 | 203,66 | 510 | 40,22 |
| 1 | 3 | 205,11 | 203,66 | 510 | 40,22 |
| 2 | 4 | 148,00 | 147,08 | 510 | 29,02 |
| 3 | 5 | 148,00 | 147,08 | 510 | 29,02 |
| 4 | 6 | 121,43 | 121,16 | 510 | 23,81 |
| 5 | 7 | 121,49 | 121,22 | 510 | 23,82 |
| 7 | 9 | 121,09 | 120,61 | 390 | 31,05 |
| 6 | 8 | 104,16 | 103,60 | 390 | 26,71 |
| 8 | 10 | 86,17 | 84,93 | 390 | 22,09 |
| 9 | 11 | 92,70 | 91,55 | 390 | 23,77 |
| 10 | 12 | 64,46 | 63,54 | 390 | 16,53 |
| 11 | 13 | 64,32 | 63,40 | 390 | 16,49 |
| 12 | 14 | 120,90 | 111,50 | 390 | 31,00 |
| 14 | 15 | 109,04 | 104,87 | 390 | 27,96 |
| 15 | 16 | 101,06 | 99,52 | 390 | 25,91 |
| 16 | 17 | 82,26 | 79,60 | 390 | 21,09 |
| 17 | 24 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 3 | 18 | 56,29 | 56,29 | 390 | 14,43 |
| 2 | 18 | 56,29 | 56,29 | 390 | 14,43 |
| 5 | 19 | 27,42 | 27,42 | 390 | 7,03 |
| 4 | 19 | 27,46 | 27,46 | 390 | 7,04 |
| 7 | 20 | 2,13 | 2,13 | 390 | 0,55 |
| 6 | 20 | 16,78 | 16,78 | 390 | 4,30 |
| 9 | 21 | 28,61 | 28,61 | 330 | 8,67 |
| 8 | 21 | 18,30 | 18,30 | 330 | 5,55 |
| 11 | 22 | 28,15 | 28,15 | 390 | 7,22 |
| 10 | 22 | 21,86 | 21,86 | 390 | 5,61 |
| 13 | 23 | 63,32 | 63,32 | 390 | 16,24 |
| 12 | 23 | 57,28 | 57,28 | 390 | 14,69 |

Данные по узлам послеаварийного режима работы первого варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС - Хатыми

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (МВт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 45,39 | 34,66 | 118,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,31 | -0,82 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,31 | -0,82 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,26 | -1,06 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,26 | -1,06 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,04 | -1,08 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,04 | -1,08 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | -1,07 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | -1,07 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,13 | -0,95 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,12 | -0,95 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,07 | -0,71 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,07 | -0,71 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,47 | 2,05 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,29 | 3,45 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,78 | 4,02 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,29 | 5,20 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,31 | -0,82 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,26 | -1,06 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,04 | -1,08 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | -1,07 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,12 | -0,95 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,07 | -0,71 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 32,00 | 10,00 | 120,23 | 7,08 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,21 | -5,27 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,10 | 2,92 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 35,05 | -5,27 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 36,28 | 2,92 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,07 | -3,79 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,10 | -2,53 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,13 | -1,84 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 5,92 | -6,27 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,05 | -2,33 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,10 | -0,91 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 6,08 | 0,98 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 10,17 | 1,94 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 10,12 | 1,38 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,16 | 2,73 |

Данные по ветвям послеаварийного режима работы первого варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС - Хатыми

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 279,44 | 277,80 | 510 | 40,22 |
| 1 | 3 | 0,00 | 0,00 | 510 | 40,22 |
| 2 | 4 | 160,14 | 158,94 | 510 | 29,02 |
| 3 | 5 | 0,00 | 0,00 | 510 | 29,02 |
| 4 | 6 | 105,80 | 105,39 | 510 | 23,81 |
| 5 | 7 | 0,00 | 0,00 | 510 | 23,82 |
| 7 | 9 | 0,00 | 0,00 | 390 | 31,05 |
| 6 | 8 | 91,84 | 90,97 | 390 | 26,71 |
| 8 | 10 | 63,77 | 61,77 | 390 | 22,09 |
| 9 | 11 | 0,00 | 0,00 | 390 | 23,77 |
| 10 | 12 | 72,17 | 71,37 | 390 | 16,53 |
| 11 | 13 | 0,00 | 0,00 | 390 | 16,49 |
| 12 | 14 | 76,69 | 70,14 | 390 | 31,00 |
| 14 | 15 | 72,30 | 70,33 | 390 | 27,96 |
| 15 | 16 | 73,65 | 73,24 | 390 | 25,91 |
| 16 | 17 | 88,28 | 88,52 | 390 | 21,09 |
| 17 | 24 | 159,06 | 160,98 | 390 | 0,00 |
| 3 | 18 | 0,00 | 0,00 | 390 | 14,43 |
| 2 | 18 | 121,84 | 121,84 | 390 | 14,43 |
| 5 | 19 | 0,00 | 0,00 | 390 | 7,03 |
| 4 | 19 | 59,46 | 59,46 | 390 | 7,04 |
| 7 | 20 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,55 |
| 6 | 20 | 18,40 | 18,40 | 390 | 4,30 |
| 9 | 21 | 0,00 | 0,00 | 330 | 8,67 |
| 8 | 21 | 50,88 | 50,88 | 330 | 5,55 |
| 11 | 22 | 0,00 | 0,00 | 390 | 7,22 |
| 10 | 22 | 54,04 | 54,04 | 390 | 5,61 |
| 13 | 23 | 0,00 | 0,00 | 390 | 16,24 |
| 12 | 23 | 7,54 | 7,54 | 390 | 14,69 |

Данные по узлам послеаварийного режима работы второго варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС Хатыми

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (Мвт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 63,08 | 35,90 | 118,00 | 7,27 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,90 | 4,46 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,90 | 4,45 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | 3,28 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | 3,28 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,33 | 3,02 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,33 | 3,02 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,92 | 1,75 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,92 | 1,75 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,58 | 1,44 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,58 | 1,44 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,60 | -1,27 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,45 | -2,31 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,11 | -2,63 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,02 | -2,70 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,90 | -0,09 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,61 | 3,28 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,33 | 3,02 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,68 | 2,43 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,92 | 1,75 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,58 | 1,44 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 13,65 | 7,43 | 109,35 | -0,60 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,24 | -0,69 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,62 | -4,89 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 34,74 | -0,75 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 33,27 | -4,94 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,05 | 0,79 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,06 | 1,00 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,09 | 1,45 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 5,87 | -2,19 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 5,98 | -0,26 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,02 | 0,28 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 5,81 | -3,12 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 9,54 | -4,56 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 9,42 | -5,85 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,64 | -5,95 |

Данные по ветвям послеаварийного режима работы второго варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС Хатыми

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 355,12 | 353,80 | 510 | 69,63 |
| 1 | 3 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 2 | 4 | 231,82 | 230,99 | 510 | 45,45 |
| 3 | 5 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 4 | 6 | 171,63 | 171,38 | 510 | 33,65 |
| 5 | 7 | 0,00 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 7 | 11 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 6 | 21 | 153,47 | 152,95 | 390 | 39,35 |
| 21 | 10 | 103,25 | 102,04 | 390 | 26,47 |
| 10 | 12 | 52,60 | 51,52 | 390 | 13,49 |
| 11 | 13 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 12 | 14 | 46,23 | 34,21 | 390 | 11,85 |
| 14 | 15 | 31,97 | 26,35 | 390 | 8,20 |
| 15 | 16 | 22,74 | 20,64 | 390 | 5,83 |
| 16 | 17 | 6,12 | 0,07 | 390 | 1,57 |
| 17 | 24 | 79,10 | 82,05 | 390 | 20,28 |
| 3 | 18 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 2 | 18 | 122,30 | 122,30 | 390 | 31,36 |
| 5 | 19 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 4 | 19 | 59,82 | 59,82 | 390 | 15,34 |
| 7 | 20 | 0,00 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 6 | 20 | 18,52 | 18,52 | 390 | 4,75 |
| 11 | 22 | 11 | 22 | 54,64 | 54,64 |
| 10 | 22 | 10 | 22 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 23 | 13 | 23 | 7,64 | 7,64 |
| 12 | 23 | 12 | 23 | 21,14 | 21,14 |

Данные по узлам послеаварийного режима работы второго варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС Чульман

| Номер узла | Uном (кВ) | Pнаг (Мвт) | Qнаг (Мвар) | Pген (МВт) | Qген (Мвар) | Uфакт (кВ) | dU (%) |
|------------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|
| 1 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 63,01 | 36,10 | 118,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,89 | -1,26 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,89 | -1,26 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,59 | -1,79 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,60 | -1,79 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,31 | -1,90 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,31 | -1,90 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,75 | -2,05 |
| 11 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,75 | -2,05 |
| 12 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,57 | -2,06 |
| 13 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,57 | -2,06 |
| 14 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,59 | -2,18 |
| 15 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,45 | -2,32 |
| 16 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,11 | -2,39 |
| 17 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 108,02 | -2,36 |
| 18 | 115,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,89 | -1,26 |
| 19 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,59 | -1,79 |
| 20 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,31 | -1,90 |
| 21 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,44 | -2,22 |
| 22 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,75 | -2,05 |
| 23 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,57 | -2,06 |
| 24 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 13,65 | 7,43 | 110,32 | -1,55 |
| 210 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,00 | -6,51 |
| 170 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 105,65 | -5,00 |
| 212 | 35,00 | 5,86 | 1,69 | 0,00 | 0,00 | 34,66 | -6,51 |
| 172 | 35,00 | 11,72 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 33,60 | -5,00 |
| 181 | 6,00 | 22,04 | 9,04 | 0,00 | 0,00 | 6,05 | -4,26 |
| 191 | 6,00 | 10,85 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 6,06 | -3,28 |
| 201 | 6,00 | 3,48 | 1,18 | 0,00 | 0,00 | 6,09 | -2,67 |
| 211 | 6,00 | 3,50 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 5,86 | -7,52 |
| 221 | 6,00 | 10,00 | 3,40 | 0,00 | 0,00 | 6,03 | -3,44 |
| 231 | 6,00 | 1,45 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 6,07 | -2,26 |
| 141 | 6,00 | 0,49 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 5,87 | -3,32 |
| 151 | 10,00 | 0,70 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 9,64 | -4,00 |
| 161 | 10,00 | 3,04 | 1,03 | 0,00 | 0,00 | 9,51 | -5,37 |
| 171 | 6,00 | 1,71 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 5,70 | -5,22 |

Данные по ветвям послеаварийного режима работы второго варианта реконструкции при отключении ВЛ НГРЭС Чульман

| Начало (узел) | Конец (узел) | Инач (А) | Икон (А) | Идоп (А) | Загрузка (%) |
|------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|
| 1 | 2 | 0,00 | 0,00 | 510 | 69,63 |
| 1 | 3 | 355,31 | 353,98 | 510 | 0,00 |
| 2 | 4 | 0,00 | 0,00 | 510 | 45,45 |
| 3 | 5 | 232,02 | 231,18 | 510 | 0,00 |
| 4 | 6 | 0,00 | 0,00 | 510 | 33,65 |
| 5 | 7 | 171,85 | 171,60 | 510 | 0,00 |
| 7 | 11 | 153,72 | 153,27 | 390 | 0,00 |
| 6 | 21 | 0,00 | 0,00 | 390 | 39,35 |
| 21 | 10 | 51,47 | 52,19 | 390 | 26,47 |
| 10 | 12 | 26,63 | 25,54 | 390 | 13,49 |
| 11 | 13 | 27,02 | 25,93 | 390 | 0,00 |
| 12 | 14 | 46,27 | 34,09 | 390 | 11,85 |
| 14 | 15 | 31,88 | 26,18 | 390 | 8,20 |
| 15 | 16 | 22,62 | 20,49 | 390 | 5,83 |
| 16 | 17 | 6,17 | 0,05 | 390 | 1,57 |
| 17 | 24 | 78,35 | 81,33 | 390 | 20,28 |
| 3 | 18 | 122,31 | 122,31 | 390 | 0,00 |
| 2 | 18 | 0,00 | 0,00 | 390 | 31,36 |
| 5 | 19 | 59,83 | 59,83 | 390 | 0,00 |
| 4 | 19 | 0,00 | 0,00 | 390 | 15,34 |
| 7 | 20 | 18,52 | 18,52 | 390 | 0,00 |
| 6 | 20 | 0,00 | 0,00 | 390 | 4,75 |
| 11 | 22 | 129,02 | 129,02 | 54,64 | 54,64 |
| 10 | 22 | 75,79 | 75,79 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 23 | 25,92 | 25,92 | 7,64 | 7,64 |
| 12 | 23 | 21,11 | 21,11 | 21,14 | 21,14 |