

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

Факультет энергетический

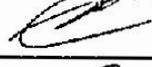
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка оптимальной схемы подключения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Ленском районе Республики Саха (Якутия)

Исполнитель

студент группы 542 об2


подпись, дата

П.А. Беломестных

Руководитель

доцент, канд.техн.наук


подпись, дата

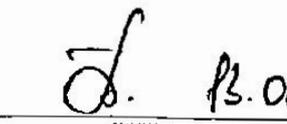
18.06.19 А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


подпись, дата

13.06.19 А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


подпись, дата

25.06.2019 Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Беломестова Павла
Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка оптимальной схемы подпитки Чайкутского
перегазоконденсатного водопровода в Пенном районе Республики Саха (Якутия)
(утверждено приказом от 04.09.19 № 753у)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы проектной
книжки, схемы на 1 стеме зашуровки энергоустановки
Республики Саха (Якутия)

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): картирование районов проектирования, разработка
вариантов подпитки, расчет ТКЗ, проектирование ПК, РЗА,
расчет режимов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Задание - 6л;
Таблица 31, ситуационные планы - 3, расчет режимов

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) консультация по безопасности и экологичности
А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.09.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Корсаков А.А., доцент, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.09.2019
Беломестов Павел
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 98с., 17 рисунков, 31 таблицу, 19 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА, РЕЖИМ, ВАРИАНТЫ, ГЛАВНАЯ СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной ВКР проведена разработка оптимальной схемы подключения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Ленском районе Республики Саха (Якутия)

Цель данной выпускной квалификационной работы заключена в обеспечении технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Ноябрьск» максимальной мощностью 50,05 МВт, посредством сооружения новых объектов электросетевого хозяйства.

Задача выпускной квалификационной работы включает в себя выполнение расчета режима электрической сети, рабочих токов, а также токов короткого замыкания. В ходе выполнения ВКР необходимо выбрать основное электрического оборудование, рассчитать параметры молниезащиты и защитного заземления проектируемой подстанции.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

СН – среднее напряжение.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика Ленского района	8
1.1 Географическая характеристика района	8
1.2 Климатическая характеристика района	9
1.3 Характеристика энергосети	10
2 Расчет режима действующей электрической сети	12
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	19
3.1 Расчет режимов сети после присоединения Чаяндинского НГКМ	20
3.2 Расчет капиталовложений	29
3.2.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛ	29
3.2.2 Расчет капиталовложений на строительство ПС	31
3.3 Расчет эксплуатационных издержек	32
3.4 Сравнение приведенных затрат	34
4 Выбор главной схемы ПС «Чаянда»	36
4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Чаянда»	36
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	38
5 Расчет токов короткого замыкания	41
6 Выбор электрооборудования	49
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	49
6.2 Выбор выключателей	50
6.3 Выбор и проверка разъединителей	53
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	54
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
6.6 Выбор шинных конструкций	59
6.7 Выбор опорных изоляторов	63
6.8 Выбор ограничителя перенапряжений	65
6.9 Выбор и проверка ТСН	66

6.10 Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии	67
7 Релейная защита и автоматика	69
7.1 Основные типы защит трансформаторов	69
7.2 Газовая защита трансформатора	70
7.3 Дифференциальная защита трансформаторов	70
7.4 Расчет основных защит трансформатора	70
8 Изоляция и перенапряжения	77
8.1 Общие положения	77
8.2 Расчёт заземлителя	77
8.3 Расчёт молниезащиты	83
9 Безопасность и экологичность	87
9.1 Безопасность	87
9.2 Экологичность	88
9.3 Чрезвычайные ситуации на подстанции	92
Заключение	96
Библиографический список	97

ВВЕДЕНИЕ

За последние годы производство электроэнергии в Республике Саха (Якутия) имеет положительную тенденцию роста и на данный момент увеличилось 27%. Электроэнергия в Западной Якутии, в основном, представлена гидроэлектростанциями, вырабатывающими треть электроэнергии в Республике Саха (Якутия). Преобладающим источником электроснабжения в Ленском районе является каскад Виллойских ГЭС.

Первостепенной причиной обновления и строительства объектов генерирующей и сетевой инфраструктуры Республики является освоение нефтегазовых, золоторудных месторождений. Нефтегазовые месторождения Ленского района - основа формирующегося нефтегазового кластера Западной Якутии. В настоящее время в Ленском районе (улусе) формируется крупный нефтегазовый комплекс федерального значения. Высокими темпами создается развитая нефтегазовая промышленность, которая в ближайшие годы станет основой экономики Ленского района при синхронном развитии мощных магистральных нефте- и газопроводов. Чаяндинское месторождение является базовым для осуществления федеральных программ экспорта нефтегазового сырья с месторождений Ленского района в страны азиатско-тихоокеанского региона.

В данной выпускной квалификационной работе как раз и рассматривается разработка оптимальной схемы подключения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Ленском районе Республики Саха (Якутия).

В задачи входит технико-экономическое сравнение вариантов, расчет режимов электрической сети, для выбранного варианта – расчет рабочих токов и токов короткого замыкания, на основе которых будет выбираться оборудование. Для расчетов использованы ППК RastrWin3 и Mathcad 5.0.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛЕНСКОГО РАЙОНА

1.1 Географическая характеристика района

Республика Саха (Якутия) является крупнейшим субъектом Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Якутия расположена в нескольких климатических поясах: арктическом, субарктическом и умеренном.

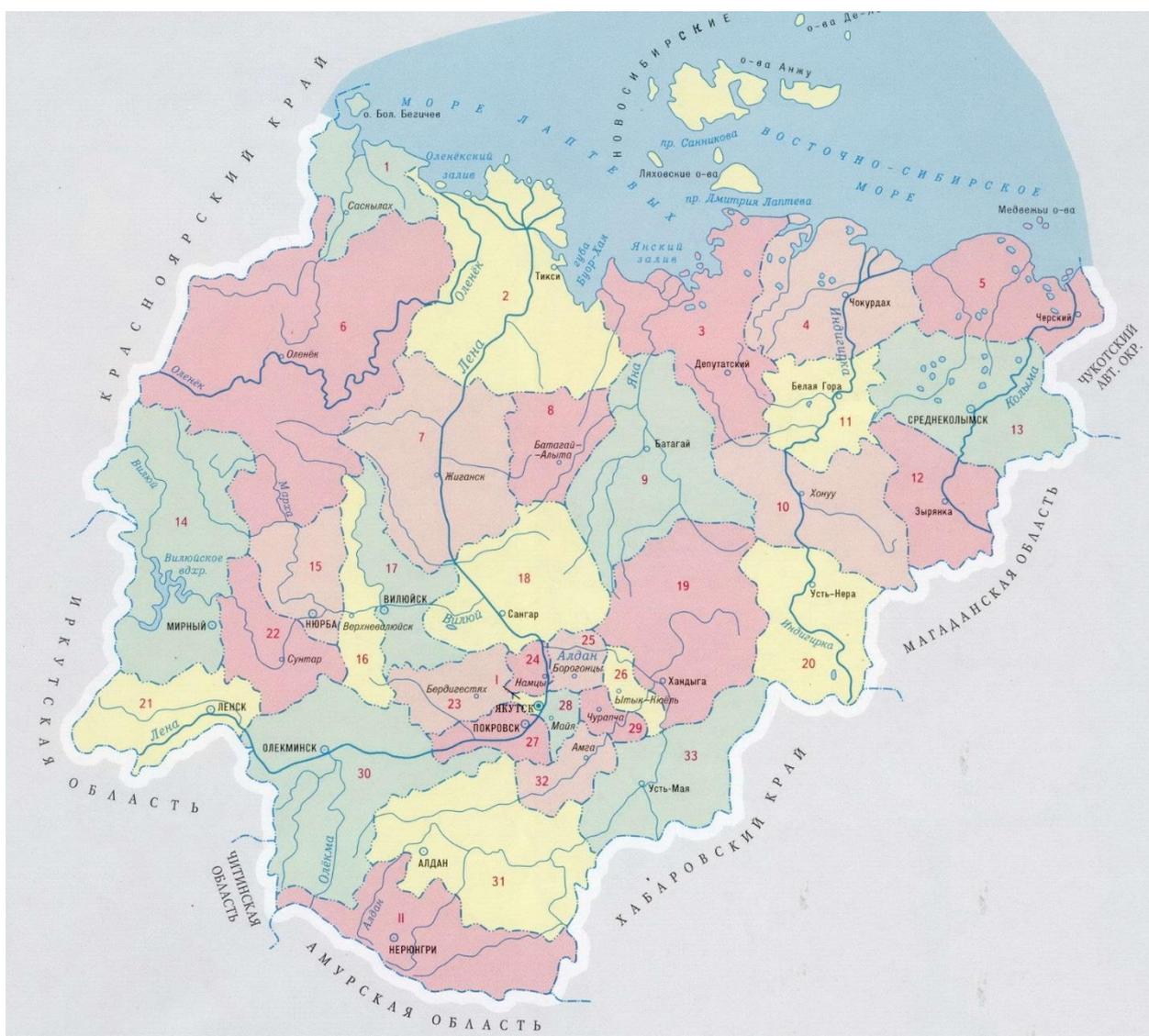


Рисунок 1 – Карта Республики Саха (Якутия)

30 января 1930 года был официально образован Ленский район, после принятого постановления о районировании Якутской. Ленский район имеет общие границы с Мирнинским районом на севере, Сунтарским районом – на

северо-востоке, Олёкминским районом - на востоке и Иркутской областью на юге. Площадь - 76,9 тыс. кв. км. Административный центр - город Ленск. Район включает в себя 19 населенных пунктов в составе 11 муниципальных районов, крупнейшие населенный пункты: город Ленск, поселок Пеледуй, поселок Витим.

Район расположен в пределах Приленского плато, вся территория которого пролегает в зоне распространения многолетней мерзлоты повышенной мощности. Гидрологическая сеть района принадлежит бассейну реки Лена. Основные притоки реки Лена в пределах района: Витим, Нюя, Пеледуй и Джерба.

1.1 Климатическая характеристика района

Климат Ленского района, как и всей Республики Саха (Якутия), резко континентальный. Для климата в данном районе характерны выраженный антициклональный режим погоды зимой и частые вторжения воздушных масс со стороны Северного Ледовитого океана с очень малой влажностью летом.

Климат района находится под влиянием его географического положения в относительно высоких широтах на восточной окраине материка Евразия. Сухость западных ветров вызвана значительной удаленностью от Атлантического океана, а от влияния Тихого океана защищает рельеф.

Распределение температуры воздуха в течение года тесно связано с распределением давления и ветра и с поступлением солнечной радиации. На территории Ленского района наиболее низкие температуры наблюдаются в январе. Среднемесячная температура воздуха в январе составляет -32°C . Средняя температура июля $+22^{\circ}\text{C}$, наивысшие температуры могут достигать $+36^{\circ}\text{C}$ - $+38^{\circ}\text{C}$.

В зимний сезон территория с характерным для нее антициклональным режимом отличается в основном безветренной либо слабоветренной погодой. Наименьшие скорости отмечаются в январе и феврале.

Район по скорости ветра – I. Нормативная скорость ветра - 25 м/с, по толщине стенки гололеда - II район.

1.2 Характеристика энергосети Ленского района

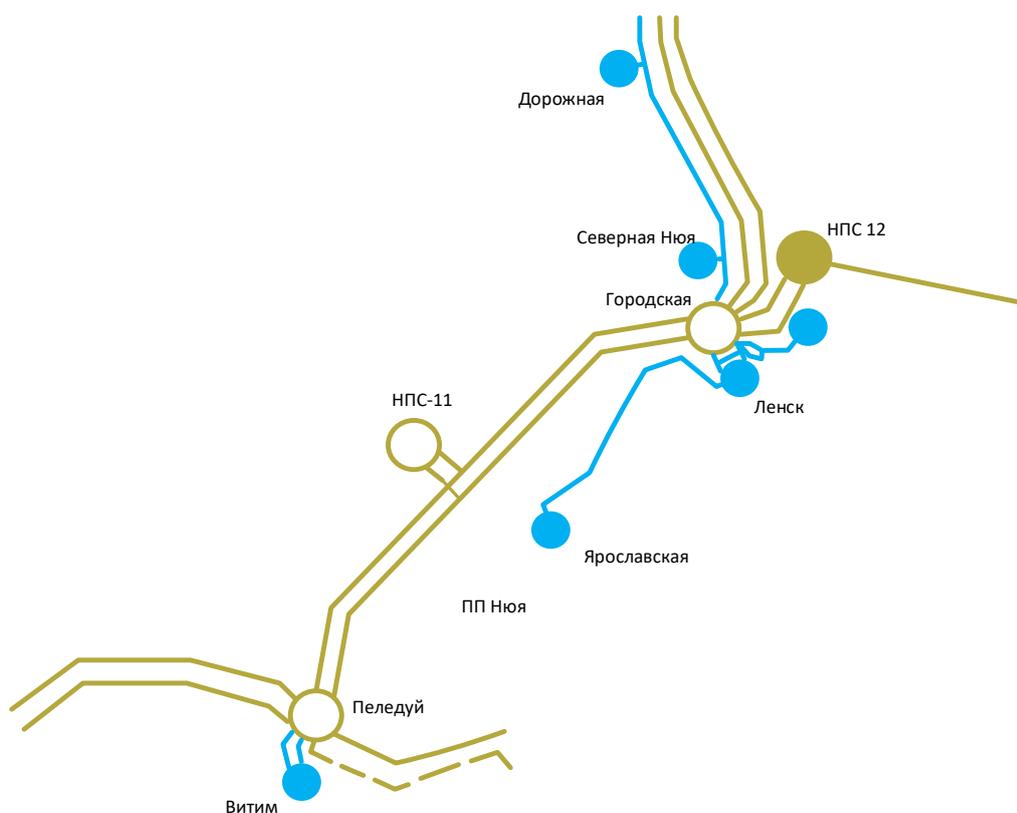


Рисунок 2 – Схема электрических сетей Ленского района

Ленский район является частью западного энергорайона зоны централизованного энергоснабжения. Централизованное электроснабжение покрывает 36% всей территории республики, на которой проживает 85% ее населения. Каскад Вилюйских ГЭС – это основной источник электроснабжения потребителей для Западного энергорайона. Установленная мощность Каскада – 680 МВт. В 2008 г. была введена в эксплуатацию Светлинская ГЭС установленной мощностью 277,5 МВт. На данный момент на ГЭС установлено три из четырех предусматриваемых проектом гидроагрегатов. Причиной откладывания ввода четвертого гидроагрегата является отсутствие спроса на электрическую энергию.

Подстанция 220/110/10 кВ «Пеледуй» с двумя автотрансформаторами мощностью по 63 МВА марки АТДЦТН-63000/220/110/10 введена в

эксплуатацию в 2014 году. Являясь конечной подстанцией Западного энергорайона, она, в перспективе, обеспечит выдачу избытка мощности Каскада Вилюйских ГЭС на энергодефицитный север Иркутской области для снабжения энергией потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов, в том числе таких крупных золоторудных месторождений, как Сухой Лог, Вернинское и Чертово Корыто. Подстанция «Пеледуй», питается от ВЛ 220 кВ «Городская» - «Пеледуй» с отпайкой на ПС «НПС-11», протяженностью 220 км.

С каждым годом наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии такими компаниями как ОАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Транснефть», что связано с ежегодным ростом нефтедобычи и ее транспортировки.

На территории Ленского района одним из объектов собственности ПАО «Транснефть» является нефтеперекачивающая станция НПС-11 «Оргул», находящаяся в 160 км от города Ленска. Питанием НПС обеспечивает одноименная отпаечная подстанция 220/10 кВ «НПС-11», отпайка произведена от ВЛ 220 кВ ПС «Городская» - ПС «Пеледуй». На ПС установлены двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой мощностью по 25 МВА каждый.

2 РАСЧЕТ РЕЖИМА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

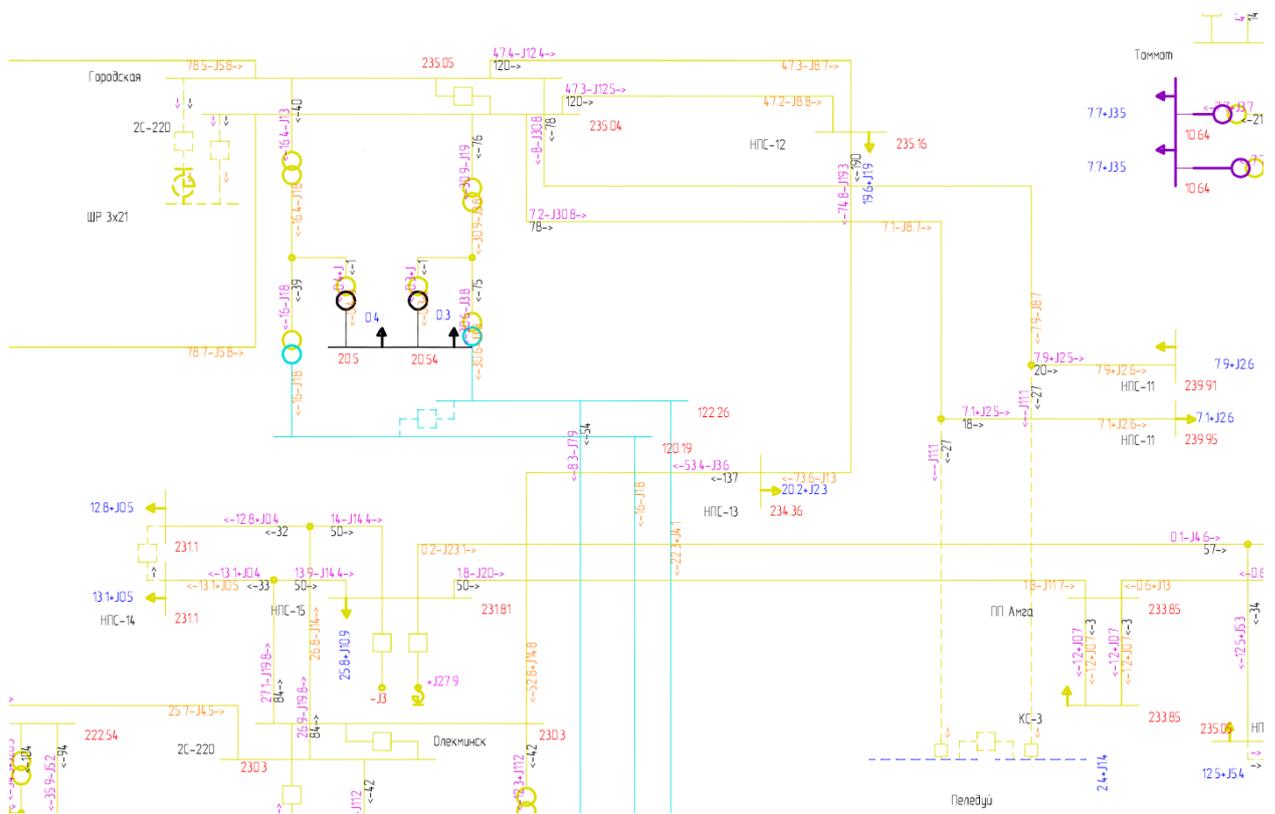


Рисунок 3 – Нагрузки ближайших подстанции к целевому участку проектирования

Режим работы электрической сети - это состояние, определяемое значениями напряжений, мощностей, токов и частоты, в целом характеризующих процессы производства, преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима.

В зависимости от состояния генерирующего оборудования и электрической сети среди установившихся режимов выделяют: нормальные, ремонтные, утяжеленные и послеаварийные режимы.

Для расчета режимов нам понадобятся нагрузки ПС, которые я взял из схемы и программы развития Республики Саха (Якутия) за зимний максимум 2019 г. (Рисунок 3).

Цель расчета сети состоит из определения параметров режимов, выявления возможности присоединения новых потребителей и получения необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения.

Электрический расчет включает в себя определение распределения активных и реактивных мощностей по линиям сети, расчет потерь мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах ПС в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Чтобы проверить соответствие схемы требованиям надежности выполняются расчеты послеаварийных режимов, имитируемые отключением наиболее загруженных линий и трансформаторов.

Расчет режима ЭС 220-110 кВ Ленского района Республики Саха (Якутия) выполняется в ПВК RastrWin3. Данные для расчета приведены в таблицах далее по тексту.

Таблица 1 – Параметры воздушных линий электропередач 220 кВ в Ленском районе

Марка провода	Протяженность, км	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСим
1	2	3	4	5	6
АС-400	148,5	От ПС 220кВ Городская до отп	11,14	62,37	-401
	1	отп – на НПС-11	0,08	0,42	-2,7
	71,5	От отп до ПС 220 кВ Пеледуй	5,36	30,03	-193,1
АС-400	3,1	От КВГЭС до отп.	0,23	1,3	-8,4
АС-240	1	Отпайка на ПС 220кВ Чернышевская	0,07	0,38	-2,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
АС-400	94,9	От отп. до ПС 220кВ Районная	6,87	39,52	-254
АС-400	27,5	Городская 220кВ – НПС-12 220кВ	2,06	11,55	-74,3
АС-400	238	Районная 220кВ – Городская 220кВ	17,37	99,96	-642
АС-240	27,4	ВЛ 110 кВ Пеледуй - Витим	3,32	11,92	-71,2
АС-400	69,8	СветлГЭС – Районная 220 кВ	5,1	29,32	-188,5

Таблица 2 – Нагрузки на шинах нн подстанций при зимнем максимуме на 2019г.

Название ПС	Нагрузка на шинах	
	Рн, МВт	Qн, МВар
1	2	3
Городская Т1	0,4	-
Городская Т2	0,4	-
Пеледуй Т1	2	0,8
Пеледуй Т2	1,6	0,4
Витим	3,9	0,9
НПС-11 Т1	7,9	2,6
НПС-11 Т2	7,1	2,6

По данным параметрам сети, после составления схемы замещения для расчета режима в ПВК RastrWin3, получаем следующие результаты для нормального установившегося режима электрической сети 220 – 110 кВ Ленского района Республики Саха (Якутия).

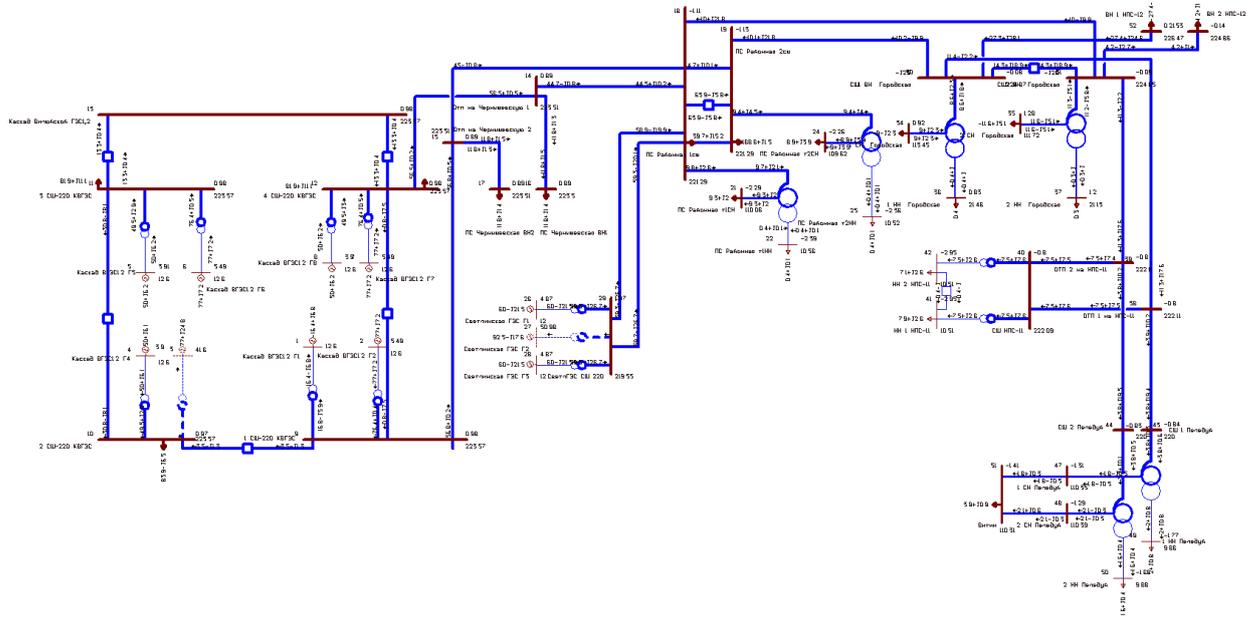


Рисунок 4 – Графическое представление режима максимальных нагрузок электрической сети

Таблица 3 – Результаты расчета нормального режима максимальных нагрузок электрической сети

Участок сети	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 2	-57	-	147	-57	-	0,01	0,08
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 1	-57	-	146	-57	-1	0,01	0,08
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Районная 1сш	-45	1	119	-44	-10	0,28	1,61
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Районная 2сш	-45	1	120	-45	-10	0,28	1,63
ПС Районная 1сш - СШ2 Городская	10	22	63	10	-10	0,05	0,28

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Районная 2сш - СШ1 Городская	10	22	63	10	-10	0,05	0,28
СШ1 Городская - ОТП 1 на НПС-11	-11	2	55	-11	-18	0,04	0,24
СШ2 Городская - ОТП 2 на НПС-11	-11	2	54	-11	-18	0,04	0,24
ОТП 1 на НПС-11 - СШ НПС-11	-7	-7	28	-7	-8	-	-
ОТП 2 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-7	28	-8	-8	-	-
ОТП 1 на НПС-11 - СШ 1 Пеледуй	-4	-10	52	-4	-19	0,03	0,14
ОТП 2 на НПС-11 - СШ 2 Пеледуй	-4	-10	52	-4	-19	0,03	0,14
СШ1 Городская - СШ 1 НПС- 12	27	28	101	27	25	0,06	0,33
СШ2 Городская - СШ 2 НПС- 12	-4	3	13	-4	-1	-	-
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 1сш	-59	27	171	-59	20	0,42	2,44
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 2сш	-60	27	172	-59	20	0,43	2,47
1 СН Пеледуй - Витим	-2	1	10	-2	-	-	-
2 СН Пеледуй - Витим	-2	-	11	-2	-1	-	-

Таблица 4 – Напряжения на шинах подстанций

Название ПС	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
Городская	224,85	113,45	21,46
НПС-11	222,09	-	10,51
Пеледуй	220	110,35	9,86
НПС-12	226,47	-	-
Районная	221,29	110,06	10,56
Чернышевская	223,5	-	-

Для симулирования послеаварийного режима отключаем наиболее нагруженный участок энергетической сети. Им является ВЛ Светлинская ГЭС - ПС Районная.

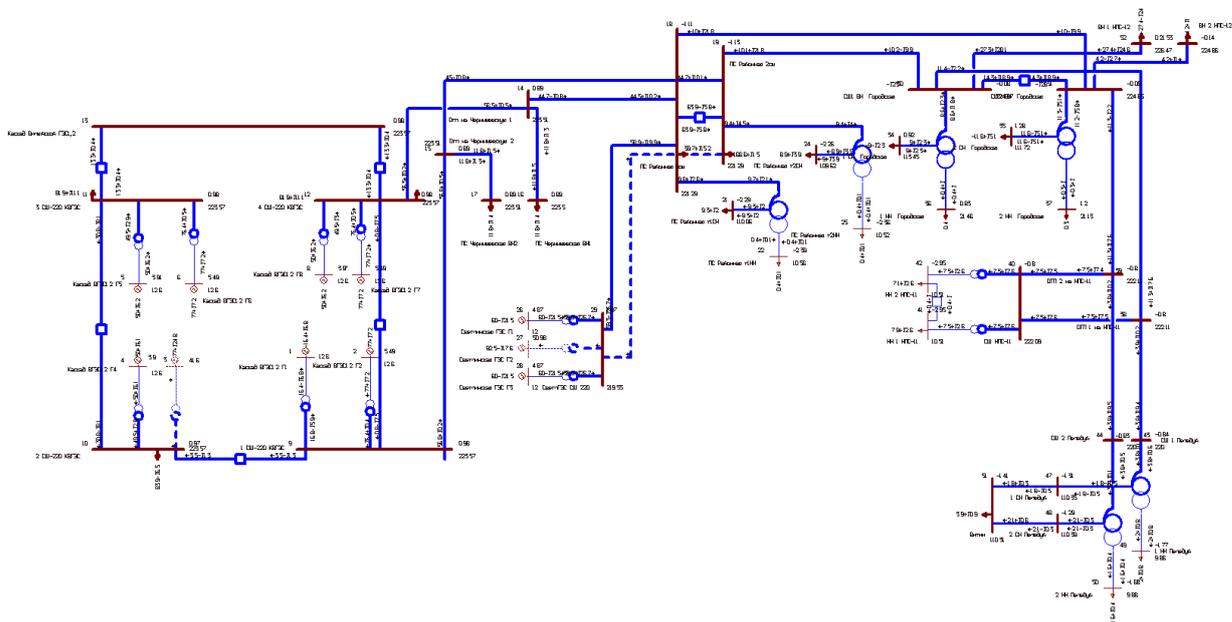


Рисунок 5 – Графическое представление режима послеаварийного электрической сети

Таблица 5 – Результаты вычисления послеаварийного режима

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 2	-57	-	147	-57	-	0,01	0,08
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 1	-57	-	146	-57	-1	0,01	0,08
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Районная 1сш	-45	1	119	-44	-10	0,28	1,61
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Районная 2сш	-46	1	120	-45	-10	0,28	1,63
ПС Районная 1сш - СШ2 Городская	10	22	63	10	-10	0,05	0,28
ПС Районная 2сш - СШ1 Городская	10	22	63	10	-10	0,05	0,28
СШ1 Городская - ОТП 1 на НПС-11	-11	2	55	-11	-18	0,04	0,24
СШ2 Городская - ОТП 2 на НПС-11	-11	2	54	-11	-18	0,04	0,24

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
ОТП 1 на НПС-11 - СШ НПС-11	-7	-7	28	-7	-8	-	-
ОТП 2 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-7	28	-8	-8	-	-
ОТП 1 на НПС-11 - СШ 1 Пеледуй	-4	-10	52	-4	-19	0,03	0,14
ОТП 2 на НПС-11 - СШ 2 Пеледуй	-4	-10	52	-4	-19	0,03	0,14
СШ1 Городская - СШ 1 НПС-12	27	28	101	27	25	0,06	0,33
СШ2 Городская - СШ 2 НПС-12	-4	3	13	-4	-1	-	-
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 1сш	-119	41	333	-117	42	1,66	9,56
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 2сш	-	-	-	-	-	-	-
1 СН Пеледуй - Витим	-2	1	10	-2	-	-	-
2 СН Пеледуй - Витим	-2	-	11	-2	-1	-	-

Таблица 6 – Напряжения на шинах ПС в послеаварийном режиме

Название ПС	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
Городская	224,51	111,54	21,10
НПС-11	221,71	-	10,50
Пеледуй	220,61	110,16	9,86
НПС-12	226,47	-	-
Районная	220,97	109,47	10,51
Чернышевская	223,41	-	-

Из расчетов делаем вывод, что в районе нет ограничений на технологическое присоединение потребителей.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Чаяндинское месторождение планируют ввести в промышленную разработку уже к концу этого года. Для обеспечения электроэнергией Чаяндинского нефтегазоконденстаного месторождения, с заявленной максимальной суммарной мощностью энергопринимающих устройств 50,05 МВт, планируется строительство новых объектов электросетевого хозяйства, в частности - подстанции «Чаянда» 220/10 кВ. Установки комплексной подготовки газа и нефти требуют резервирования электроснабжения, поэтому необходимо питание не менее чем по двум линиям. Требуется разработать и выбрать оптимальный вариант технологического присоединения Чаяндинского НГКМ к электрической сети.

В первом варианте присоединения ПС «Чаянда» рассматривается прокладка двухцепной воздушной линии 220 кВ присоединяемой через отпайку к проходящей двухцепной линии от подстанции «Городская» к подстанции «Пеледуй» (Рисунок 6).

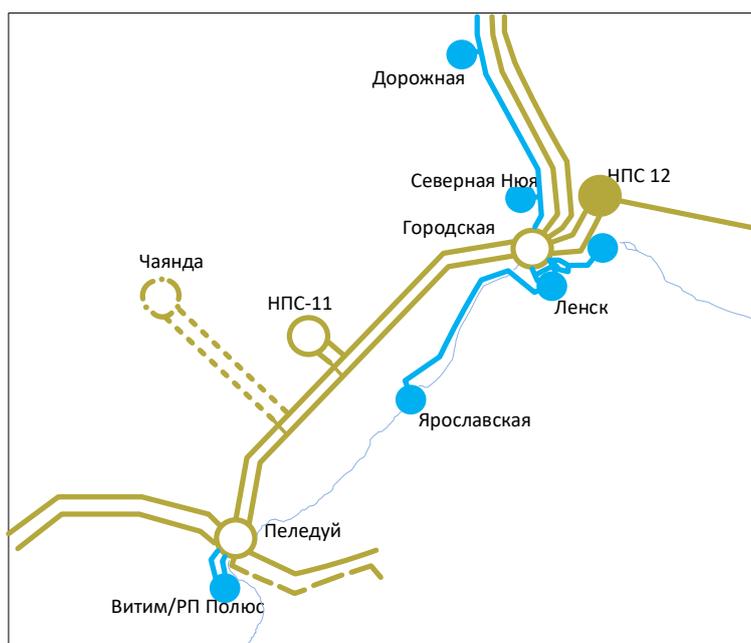


Рисунок 6 – Вариант подключения Чаяндинского НГКМ двухцепной ВЛ через отпайку

Второй вариант подключения ПС «Чаянда», выбранный мной для рассмотрения, это сооружение двухцепной ВЛ 220кВ Пеледуй – Чаянда, обеспечивающее более надежное электроснабжение Чаяндинского НГКМ, чем первый вариант.

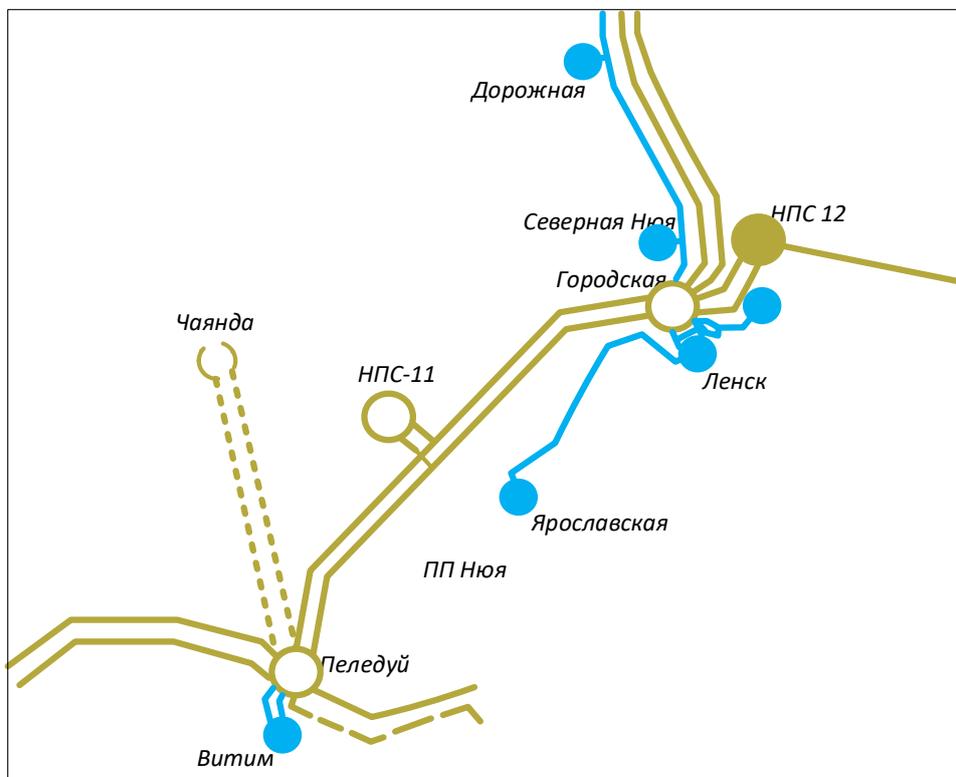


Рисунок 7 – Вариант подключения Чаяндинского НГКМ двухцепной ВЛ от ПС Пеледуй

На первый взгляд, наиболее выгодным вариантом присоединения является первый – строительство ответвительной ПС «Чаянда» от двухцепной линии Городская-Пеледуй, так как требует меньшего количества выключателей, в следствие того, что не нужно менять РУ на ПС Пеледуй, а так же меньшую протяженность линий, чем второй вариант, а соответственно является более дешевым вариантом. Проведем технико-экономическое сравнение двух вариантов.

3.1 Расчет режимов сети после присоединения Чаяндинского НГКМ

После подключения Чаяндинского НГКМ по первому предложенному варианту режим электрической сети будет следующим.

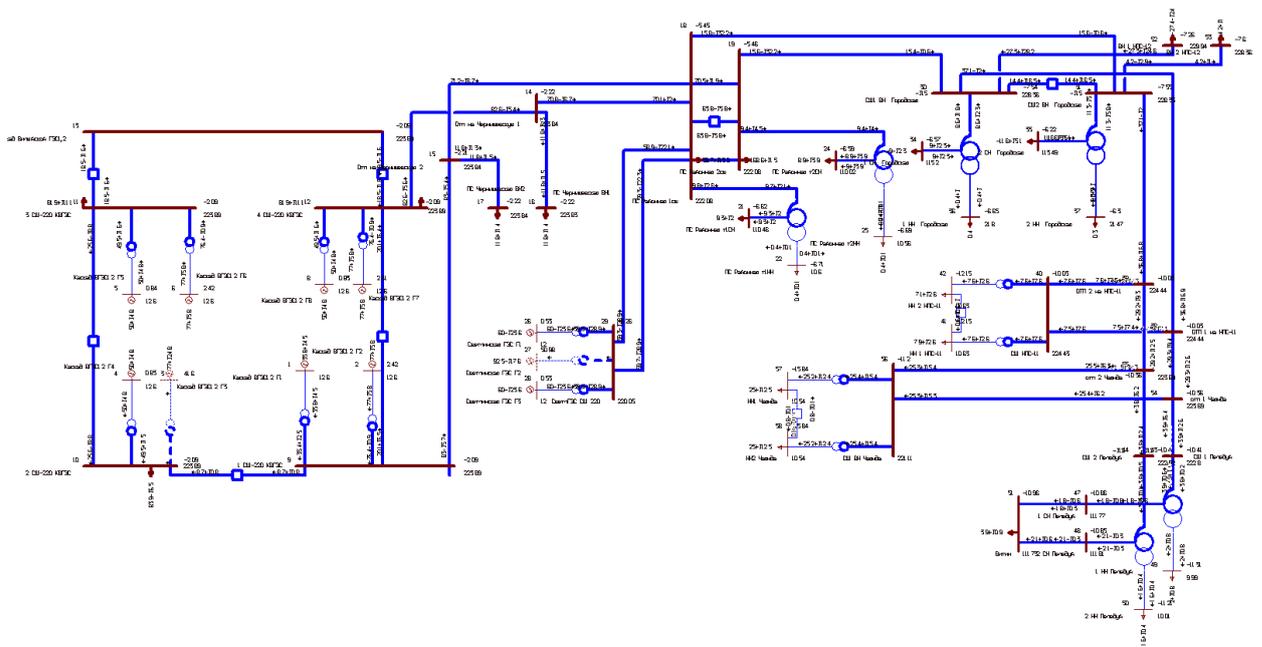


Рисунок 8 – Графическое представление режима максимальных нагрузок электрической сети после подключения ПС «Чаянда»

Таблица 7 - Результаты вычисления нормального режима после подключения Чаюдинского НГКМ

Участок сети	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 2	-83	6	214	-83	5	0,03	0,18
КВГЭС = Отп на Чернышевскую 1	-83	6	214	-83	5	0,03	0,18
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Районная 1сш	-71	7	184	-70	-2	0,69	4,0
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Районная 2сш	-71	7	184	-70	-2	0,69	4,0
ПС Районная 1сш - СШ2 Городская	-16	32	93	-16	1	0,18	1,03
ПС Районная 2сш - СШ1 Городская	-16	32	93	-15	1	0,18	1,03
СШ1 Городская - ОТП 1 на НПС-11	-37	2	104	-37	-17	0,31	1,73
СШ2 Городская - ОТП 2 на НПС-11	-37	2	104	-37	-17	0,31	1,73
ОТП 1 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-7	28	-7	-8	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
ОТП 2 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-8	28	-8	-8	-	-
ОТП 1 на НПС-11 – ОТП 1 Чайнда	-29	-9	82	-29	-13	0,04	0,2
ОТП 2 на НПС-11 – ОТП 2 Чайнда	-29	-9	82	-29	-13	0,04	0,2
ОТП 1 на Чайнда - СШ 1 Пеледуй	-4	-6	34	-4	-12	0,01	0,04
ОТП 2 на Чайнда - СШ 2 Пеледуй	-4	-6	34	-4	-12	0,01	0,04
СШ1 Городская - СШ 1 НПС-12	27	28	101	27	25	0,06	0,32
СШ2 Городская - СШ 2 НПС-12	-4	-6	13	-4	-1	-	-
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 1сш	-59	29	174	-59	22	0,43	2,49
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 2сш	-60	29	174	-59	22	0,43	2,49
1 СН Пеледуй - Витим	-2	1	10	-2	-	-	-
2 СН Пеледуй - Витим	-2	-	11	-2	-1	-	-

Таблица 8 – Напряжения на шинах ПС при нормальном режиме

Название ПС	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
Городская	228,36	113,4	21,47
НПС-11	224,43	-	10,63
Пеледуй	222,8	111,77	10,01
НПС-12	228,36	-	-
Районная	220,98	110,46	10,6
Чернышевская	223,83	-	-
Чаянда	221,11	-	10,54

Самой загруженной линией после присоединения является Городская – Пеледуй с отпайками. Отключаем ее для симуляции послеаварийного режима.

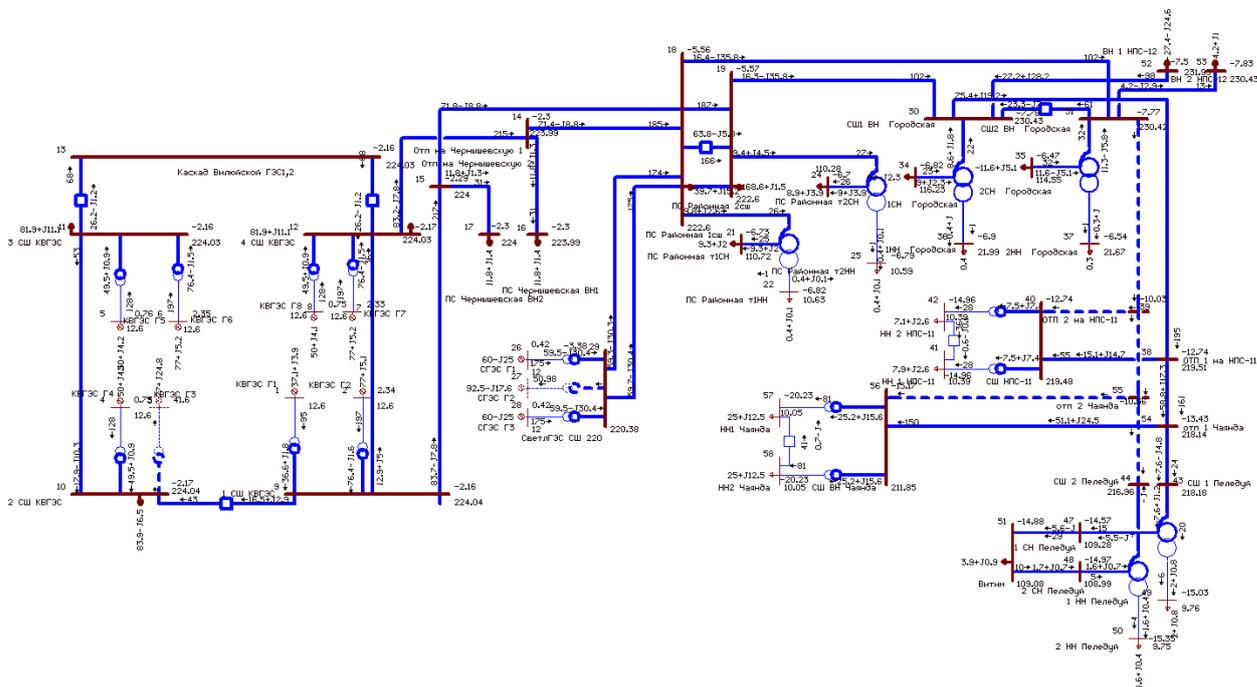


Рисунок 9 – Графическое представление послеаварийного режима электрической сети после подключения ПС «Чаянда»

Таблица 9 – Результаты расчета послеаварийного режима после подключения Чаяндинского НГКМ

Участок сети	P _{нач}	Q _{нач}	I _{max}	P _{кон}	Q _{кон}	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 2	-	-	-	-	-	-	-
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 1	-168	4	433	-168	4	0,13	0,73
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Районная 1сш	-156	6	403	-152	12	3,34	19,2
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Районная 2сш	12	1	42	12	-11	0,02	0,13
ПС Районная 1сш - СШ2 Городская	-16	30	89	-16	-1	0,17	0,96

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Районная 2сш - СШ1 Городская	-16	30	89	-15	-1	0,16	0,93
СШ1 Городская - ОТП 1 на НПС-11	-	-	-	-	-	-	-
СШ2 Городская - ОТП 2 на НПС-11	-37	1	106	-37	-18	0,32	1,79
ОТП 1 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-7	28	-7	-8	-	-
ОТП 2 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-8	28	-8	-8	-	-
ОТП 1 на НПС-11 – ОТП 1 Чаянда	-	-	-	-	-	-	-
ОТП 2 на НПС-11 – ОТП 2 Чаянда	-29	-9	82	-29	-13	0,04	0,2
ОТП 1 на Чаянда - СШ 1 Пеледуй	-	-	-	-	-	-	-
ОТП 2 на Чаянда - СШ 2 Пеледуй	-4	-6	34	-4	-12	0,01	0,04
СШ1 Городская - СШ 1 НПС- 12	27	28	101	27	25	0,06	0,32
СШ2 Городская - СШ 2 НПС- 12	-4	-6	13	-4	-1	-	-
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 1сш	-59	24	168	-59	17	0,41	2,36
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 2сш	-60	24	171	-59	18	0,42	2,44
1 СН Пеледуй - Витим	-2	1	10	-2	-	-	-
2 СН Пеледуй - Витим	-2	-	11	-2	-1	-	-

Таблица 10 – Напряжения на шинах ПС послеаварийного режима сети после присоединения Чаяндинского НГКМ

Название ПС	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
Городская	225,9	112,24	21,23
НПС-11	221,63	-	10,49
Пеледуй	219,94	110,32	9,88

1	2	3	4
НПС-12	227,49	-	-
Районная	220,35	109,59	10,52
Чернышевская	223,5	-	-
Чаянда	218,17	-	10,38

После присоединения Чаяндинского НГКМ по варианту подключения в двухцепной ВЛ от подстанции «Пеледуй», режим электрической сети будет следующим.

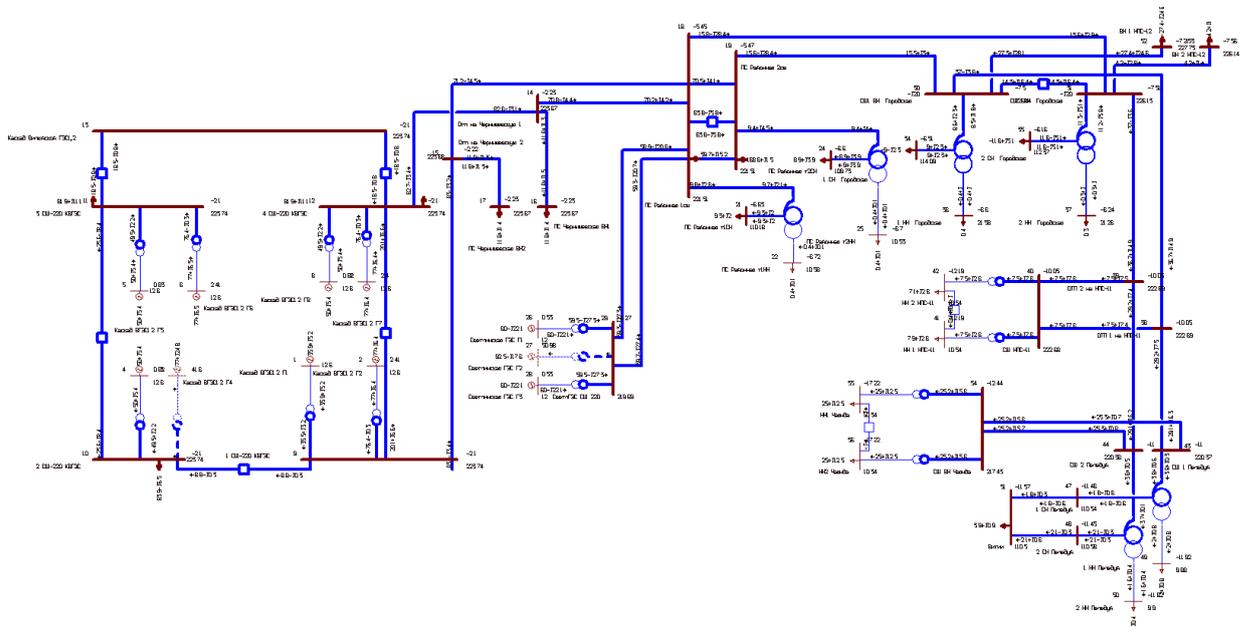


Рисунок 10 – Графическое представление режима максимальных нагрузок электрической сети после подключения ПС «Чаянда»

Таблица 11 - Результаты расчета нормального режима ЭС после подключения Чаяндинского НГКМ по второму варианту

Участок сети	P _{нач}	Q _{нач}	I _{max}	P _{кон}	Q _{кон}	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 2	-83	6	214	-83	5	0,03	0,18
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 1	-83	6	214	-83	5	0,03	0,18

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Районная 1сш	-71	7	184	-70	-2	0,69	4,0
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Районная 2сш	-71	7	184	-70	-2	0,69	4,0
ПС Районная 1сш - СШ2 Городская	-16	32	93	-16	1	0,18	1,03
ПС Районная 2сш - СШ1 Городская	-16	32	93	-15	1	0,18	1,03
СШ1 Городская - ОТП 1 на НПС-11	-37	2	104	-37	-17	0,31	1,73
СШ2 Городская - ОТП 2 на НПС-11	-37	2	104	-37	-17	0,31	1,73
ОТП 1 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-7	28	-7	-8	-	-
ОТП 2 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-8	28	-8	-8	-	-
ОТП 1 на НПС-11 – ПС Пеледуй	-29	-9	96	-29	-21	0,17	0,97
ОТП 2 на НПС-11 – ПС Пеледуй	-29	-9	96	-29	-21	0,17	0,97
Чаянда - СШ 1 Пеледуй	-4	-5	55	-4	-19	0,03	0,19
Чаянда - СШ 2 Пеледуй	-4	-5	55	-4	-19	0,03	0,19
СШ1 Городская - СШ 1 НПС-12	27	28	101	27	25	0,06	0,32
СШ2 Городская - СШ 2 НПС-12	-4	-6	13	-4	-1	-	-
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 1сш	-59	29	174	-59	22	0,43	2,49
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 2сш	-60	29	174	-59	22	0,43	2,49
1 СН Пеледуй - Витим	-2	1	10	-2	-	-	-
2 СН Пеледуй - Витим	-2	-	11	-2	-1	-	-

Таблица 12 – Напряжения на шинах ПС при нормальном режиме работы после подключения Чайндинского НГКМ по второму варианту

Название ПС	Напряжение		
	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ
1	2	3	4
ПС Городская	220,97	111,51	21,10
ПС НПС-11	216,86	-	10,26
ПС Пеледуй	209,86	105,23	9,42
ПС НПС-12	220,96	-	-
ПС Районная	220,2	109,52	10,47
ПС Чернышевская	223,3	-	-
ПС Чайнда	212,98	-	10,11

Самая загруженная линия - 1 СШ-220 КВГЭС – Районная. Отключим ее для имитации послеаварийного режима работы сети.

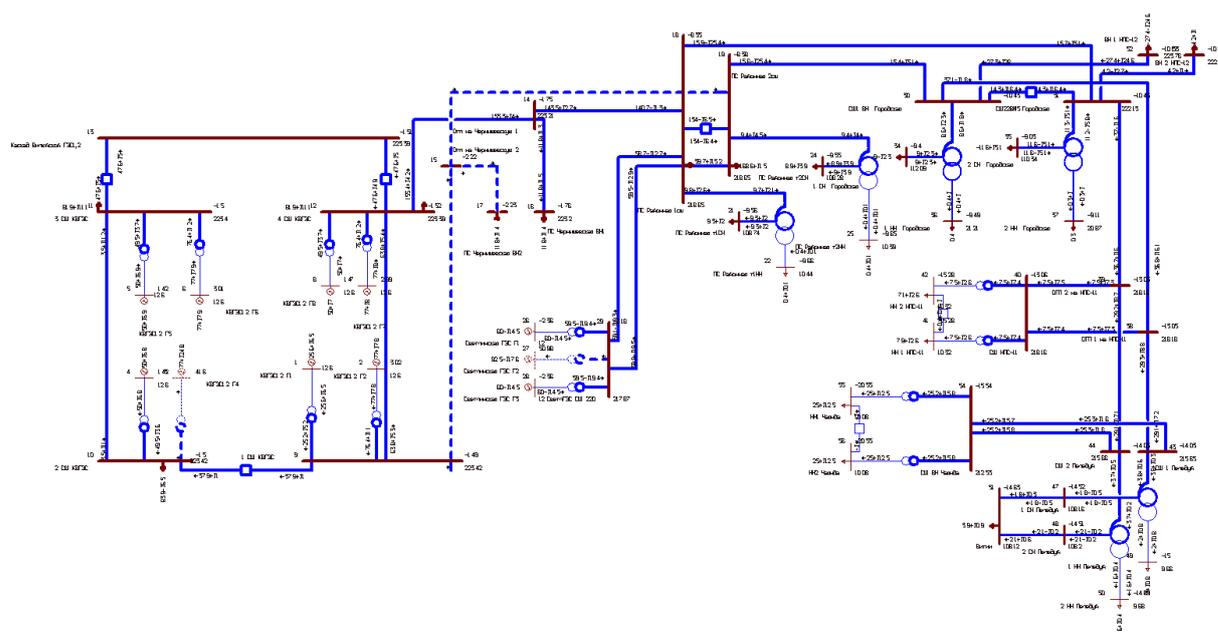


Рисунок 11 – Графическое представление послеаварийного режима электрической сети после подключения ПС «Чайнда»

Таблица 13 - Результаты расчета послеаварийного режима после подключения

Участок сети	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 2	-	-	-	-	-	-	-
КВГЭС - Отп на Чернышевскую 1	-168	4	433	-168	4	0,13	0,73
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Чернышевская	-	-	-	-	-	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Чернышевская	-12	-1	31	-12	-1	-	-
Отп на Чернышевскую 1 - ПС Районная 1сш	-156	6	403	-152	12	3,34	19,2
Отп на Чернышевскую 2 - ПС Районная 2сш	-	-	-	-	-	-	-
ПС Районная 1сш - СШ2 Городская	-16	30	89	-16	-1	0,17	0,96
ПС Районная 2сш - СШ1 Городская	-16	30	89	-15	-1	0,16	0,93
СШ1 Городская - ОТП 1 на НПС-11	-37	1	106	-37	-18	0,32	1,79
СШ2 Городская - ОТП 2 на НПС-11	-37	1	106	-37	-18	0,32	1,79
ОТП 1 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-7	28	-7	-8	-	-
ОТП 2 на НПС-11 - СШ НПС-11	-8	-8	28	-8	-8	-	-
ОТП 1 на НПС-11 – Пеледуй	-29	-10	99	-29	-21	0,18	1,03
ОТП 2 на НПС-11 – Пеледуй	-29	-10	99	-29	-21	0,18	1,03
Чаянда - СШ 1 Пеледуй	-4	-6	56	-4	-19	0,04	0,21
Чаянда - СШ 2 Пеледуй	-4	-6	56	-4	-19	0,04	0,21
СШ1 Городская - СШ 1 НПС-12	27	28	101	27	25	0,06	0,32
СШ2 Городская - СШ 2 НПС-12	-4	-6	13	-4	-1	-	-
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 1сш	-59	24	168	-59	17	0,41	2,36
СветлГЭС СШ 220 - ПС Районная 2сш	-60	24	171	-59	18	0,42	2,44
1 СН Пеледуй - Витим	-2	1	10	-2	-	-	-
2 СН Пеледуй - Витим	-2	-	11	-2	-1	-	-

Таблица 14 – Напряжения на шинах подстанций в послеаварийном режиме сети после присоединения

Название ПС	Напряжение		
	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ
1	2	3	4
ПС Городская	217,36	109,7	20,41
ПС НПС-11	212,77	-	10,06
ПС Пеледуй	205,35	103,96	9,22
ПС НПС-12	219,00	-	-
ПС Районная	217,68	108,24	10,39
ПС Чернышевская	223,02	-	-
ПС Чаянда	208,62	-	9,88

По результатам расчета режимов, второй вариант не показал преимуществ в сравнении с вариантом подключения Чаяндинского НГКМ через отпайку от линии ПС «Городская»- ПС «Пеледуй», в обоих вариантах напряжения после присоединения сохраняются в пределах допустимых, соответственно основным фактором в выборе варианта будет экономическая целесообразность. Графика расчета режима представлена на листе.

3.2 Расчет капиталовложений

Выбор оптимального варианта осуществим по минимуму приведенных затрат. Для этого потребуется подсчитать суммарные капиталовложения в рассматриваемые варианты, а также затраты на передачу электроэнергии для обоих случаев.

3.2.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛ

Капитальные вложения на сооружение ВЛ включают в себя: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, затраты на приобретение элементов линии, транспортировку и монтаж.

В базовых показателях стоимости ВЛ 220 кВ учтены все затраты производственного назначения и соответствуют усредненным условиям постройки и напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения одного километра ВЛ зависит от вида промежуточных опор, сечения провода, числа цепей на опоре и материала опор.

Данные по ВЛЭП двух вариантов присоединения ПС «Чаянда» приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры линии

Вариант подключения	Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
1	2	3	4
Отпайкой от ВЛ ПС «Городская» - ПС «Пеледуй»	АС – 240/32	74,5	1799,4
По двухцепной ВЛ от ПС «Пеледуй»	АС – 240/32	88	1799,4

Капитальные затраты на сооружение ВЛ будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_{тер.} \cdot K_{инф.} \cdot (K_{пр} + K_{ЛЭП} + K_{дор}), \quad (1)$$

где $K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 6,12 (2000/2019г.);

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Дальневосточного федерального округа южнее 64 параллели 1,09;

$K_{пр.}$ – затраты на вырубку просеки, тыс. руб.;

$K_{ЛЭП}$ – затраты на сооружение линии, тыс. руб.;

$K_{дор.}$ – затраты на устройство лежневых дорог, тыс. руб.

Затраты на сооружение линии определяются:

$$K_{ЛЭП} = l \cdot k_{ЛЭП}, \quad (2)$$

где l – длина линии, км;

$k_{ЛЭП}$ – удельная стоимость линии.

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Капитальные затраты

Расходы	Сумма, тыс. руб.
Вариант 1	
Затраты на вырубку просеки ($K_{пр.}$)	20487,5
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	134100
Затраты на устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	14282
Вариант 2	
Затраты на вырубку просеки ($K_{пр.}$)	24175,25
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	1587238
Затраты на устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	16852,76

Общие капитальные затраты на сооружение ВЛ 220 кВ с учётом прочих затрат составят:

$$K_{ВЛ} = 1,09 \cdot 6,12 \cdot (20487,5 + 134100 + 14282) = 1126000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ВЛ} = 1,09 \cdot 6,12 \cdot (24175,25 + 1587238 + 16852,76) = 1628266 \text{ тыс.руб.}$$

3.2.3 Расчет капиталовложений на строительство ПС

Капитальные вложения на строительство подстанции включают в себя затраты на отвод земли и подготовку территории, трансформаторы, приобретение РУ, затраты на наладку и монтаж.

Капиталовложения на сооружение подстанций рассчитаем по формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (3)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 220 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

$$K_{ПС}^{1вар} = (21800 + 25000 + 26000 + 890) \cdot 1,09 \cdot 6,12 = 491600 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС}^{2вар} = (21800 + 25000 + 26000 + 890) \cdot 1,09 \cdot 6,12 = 491600 \text{ тыс.руб.}$$

3.3 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки определим следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{АМ} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}, \quad (4)$$

где $I_{АМ}$ – амортизационные отчисления;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные затраты;

$I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.вл}}, \quad (5)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;
 $K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;
 $T_{СЛ}$ – срок службы соответствующего оборудования.

$$I_{AM1} = \frac{491600}{25} + \frac{1126000}{15} = 94730 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{AM2} = \frac{491600}{25} + \frac{1628266}{15} = 128200 \text{ тыс. руб}$$

Следствием износа и старения деталей, а также элементов электротехнических устройств являются изменения их параметров, что отражается на их техническом состоянии - появляется вероятность их отказа. Авария и последующий выход из строя оборудования и передаточных устройств могут вызывать недопустимы длительные перерывы в электроснабжении, что приводит к экономическому и социальному ущербу потребителей в значительных рамерах. Поэтому требуется тщательно продуманная система профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} , \quad (6)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;
 $K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;
 $\alpha_{ПС}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;
 $\alpha_{ВЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

$$I_{ЭКС}^{1вар} = 491600 \cdot 0,05 + 1126000 \cdot 0,0085 = 34150 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{\text{ЭК}}^{2\text{вар}} = 491600 \cdot 0,05 + 1628266 \cdot 0,0085 = 38420 \text{ тыс. руб}$$

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (7)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч;
 $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 13467 \cdot 335,26 \cdot 10^{-3} = 4514,95 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{\Delta W} = 14264 \cdot 335,26 \cdot 10^{-3} = 4782,35 \text{ тыс. руб}$$

Теперь мы можем подсчитать суммарные издержки для обоих вариантов:

$$I_{\Sigma}^{1\text{вар}} = 94730 + 34150 + 4514,95 = 133394,95 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\Sigma}^{2\text{вар}} = 128200 + 38420 + 4782,35 = 171402,35 \text{ тыс.руб}$$

Таким образом, получив значения амортизационных отчислений, эксплуатационных затрат и расходов на потери электроэнергии можно посчитать суммарные затраты на передачу электроэнергии.

3.4 Сравнение приведенных затрат

Получив в результате расчета значения суммарных капиталовложений в проектируемую сеть и издержек, рассчитываются приведенные затраты по формуле для каждого варианта:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (8)$$

где K – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

I – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

E – ставка рефинансирования.

$$Z = 0,1 \cdot 1,6176 \times 10^6 + 1,334 \times 10^5 = 2,952 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z = 0,1 \cdot 2,1198 \times 10^6 + 1,714 \times 10^5 = 3,834 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

Определяется погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (9)$$

$$\varepsilon = \frac{3,834 \cdot 10^5 - 2,952 \cdot 10^5}{3,834 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 23,005\%$$

Так как приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где Z меньше. В данном случае это будет первый вариант – подключение Чандинского нефтегазоконденсатного месторождения двухцепной воздушной линией 220 кВ через отпайку к проходящей двухцепной линии от подстанции «Городская» к подстанции «Пеледуй».

Подводя итог по разделу, было установлено что разница в режимах работы двух вариантов незначительна, а приведенные затраты на вариант с подключением Чаяндинского НГКМ через отпайку ниже, соответственно для дальнейшей разработки выбираем именно этот вариант.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПС «ЧАЯНДА»

Выбор схем РУ необходимо проводить с учетом числа подходящих к подстанции линий, её класса номинального напряжения и требований по надежности электроснабжения потребителей соответствующей категории. Также следует принимать для использования РУ обеспечивающие минимальную стоимость подстанции. Для этого необходимо выбрать наиболее упрощенные схемы подстанции, с наименьшим количеством выключателей.

В соответствии с выше обозначенными требованиями выбираем схему РУ два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной переключкой со стороны линии. Подобная схема применяется для тупиковых либо ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум линиям напряжения 35-220 кВ.

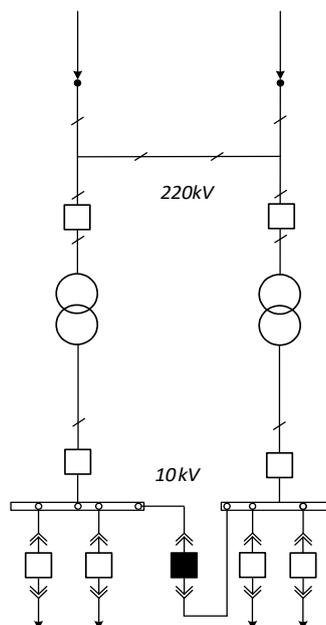


Рисунок 12 - Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной переключкой со стороны линии (4Н)

4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Чаянда»

Важным параметром линии является размер сечения провода. Величина сечения провода прямо пропорциональна затратам на сооружение ВЛЭП и, соответственно, амортизационным отчислениям.

Реактивные составляющие максимальных нагрузок ПС «Чаянда» приму с учетом коэффициента реактивной мощности, в соответствии с требованиями к энергопринимающим устройствам для сети с номинальным напряжением 220 кВ $\text{tg}(\varphi)$ не выше 0,5.

$$Q_H = 50,05 \cdot 0,5 = 25,025 \text{ Мвар}$$

При мощи метода экономических токовых интервалов выполняю выбор сечений. Для этого, в первую очередь, необходимо найти максимальный ток в ВЛ:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_m^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (10)$$

где P_{ma} – потоки максимальной активной мощности, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – потоки некомпенсированной реактивной мощности, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{50,05^2 + 25,025^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 10^3 = 73,425 \text{ А}$$

Расчетный ток на участках линий:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (11)$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 220 кВ принимается равным 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, принимаем равным 1,0.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1.$$

$$I_p = 73,425 \cdot 1,05 \cdot 1 = 77.096 \text{ A}$$

Под данные параметры подходит сталеалюминевый провод марки АС-240. Длительно допустимый ток для провода выбранного сечения: $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$

Провод проверяем по величине длительно допустимого тока в послеаварийном режиме. Проверка совершается следующим соотношением:

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{Р.П}} \quad (12)$$

где $I_{\text{д.д}}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{\text{Р.П}}$ - расчетный послеаварийный ток.

Для схем с одним источником питания, в качестве аварии рассматривается, обрыв одной линии, т.е. в послеаварийный режим ток возрастает в два раза. В данных условиях провод выбранного сечения соответствует предъявляемым требованиям.

4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для выбора мощности силовых трансформаторов в качестве исходной информации используют активную и реактивную мощность, передаваемую через него:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_n^2}}{2 \cdot K_3} \quad (13)$$

где P_{cp} – средняя активная мощность, МВт;

Q_n – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (в нашем случае потребитель II категории, соответственно, значение коэффициента загрузки принимается равным 0,8).

$$S_p = \frac{\sqrt{46^2 + 23^2}}{2 \cdot 0,8} = 32,143 \text{ МВА}$$

Трансформатор выбирается по мощности из нормального ряда выпускаемых трансформаторов. Необходимо чтобы значение номинальной мощности превышало расчетную. К установке на подстанцию «Чаянда» принимаю два трехфазных двухобмоточных трансформатора ТДН- 40000/220.

Выбранный трансформатор в обязательном порядке проверяется по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (14)$$

Значение коэффициента загрузки при работе обоих трансформаторов:

$$K_3 = \frac{51,43}{2 \cdot 40} = 0,64$$

Значение коэффициента загрузки при работе одного трансформатора

$$K_3 = \frac{51,43}{1,40} = 1,29$$

Проверка показывает, что данный трансформатор удовлетворяет коэффициенту загрузки, значит трансформатор выбран верно.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

По результатам расчетов токов короткого замыкания производятся выбор и проверка параметров электрооборудования, выбор и проверка уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения задачи выбора и проверки оборудования вводятся условности, которые облегчают расчеты, но увеличивают погрешность вычисления. К ним относятся:

- не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;

- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;

- считают, что трехфазная система является симметричной;

- При вычислении тока КЗ пренебрегают активным сопротивлением сети.

Расчет выполним в относительных единицах. За базисную мощность возьмем $S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}$. За базисное напряжение примем:

$$U_{BI} = 220 \text{ кВ}, U_{BII} = 11 \text{ кВ}$$

Расчетная схема приведена на рисунке 13.

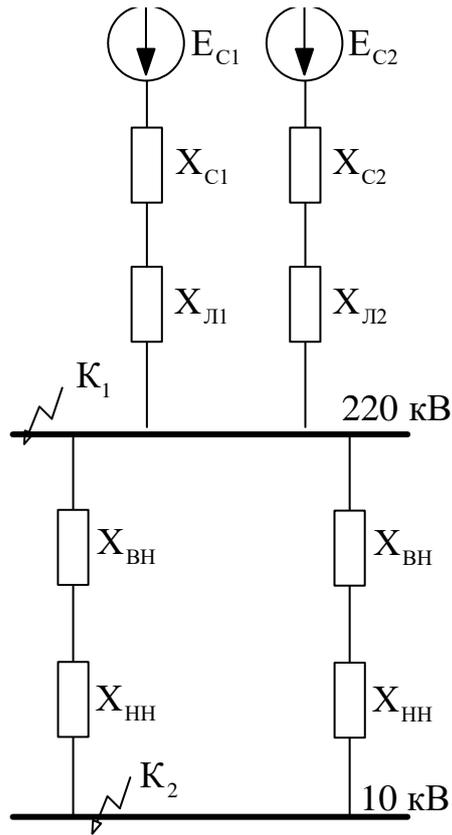


Рисунок 13 - Схема замещения

Базисный ток рассчитывается по следующей формуле:

$$I_B = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (15)$$

$$I_{BI} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{BII} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,249 \text{ кА}$$

Определяем параметры схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{BI}} \quad (16)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,2} = 0,07$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,7} = 0,055$$

$$X_C = \frac{1}{\frac{1}{0,07} + \frac{1}{0,055}} = 0,03 \text{ o.e.}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{тном}}} \quad (17)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,288 \text{ o.e.}$$

Относительные сопротивления трансформаторов приведенные к базисным условиям:

$$X_{BH} = 0,288 \text{ o.e.}$$

$$X_{HH} = 0,288 \text{ o.e.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{\text{л}} = \frac{X_{\text{л0}}}{n} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{\text{Бл}}^2} \quad (18)$$

$$X_{\text{л1}} = 0,47 \cdot 121 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,124$$

$$X_{\text{л2}} = 0,47 \cdot 99,5 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,89$$

$$X_{\text{л}} = \frac{1}{\frac{1}{0,124} + \frac{1}{0,89}} = 0,031$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{эKB}} \cdot I_{\sigma}, \quad (19)$$

где $X_{эKB}$ – эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

I_{σ} – базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}. \quad (20)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)}. \quad (21)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (22)$$

где T_a – постоянная времени затухания.

Рассчитаем ток КЗ в т. К1. Схема замещения для расчета изображена на рисунке 14.

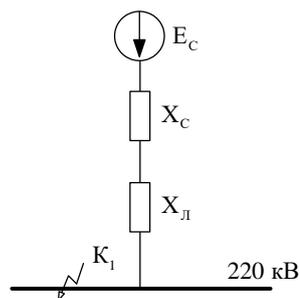


Рисунок 14 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_{\text{экв1}} = X_c + X_{\text{Л}} \quad (23)$$

$$X_{\text{экв1}} = 0,03 + 0,031 = 0,061 \text{ о.е.}$$

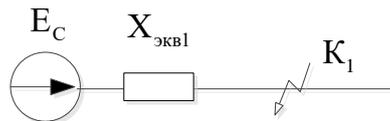


Рисунок 15 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{но}}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{экв1}}} \cdot I_{\text{от}} \quad (24)$$

$$I_{\text{но}}^{(3)} = \frac{1}{0,061} \cdot 0,251 = 4,115 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (25)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{X}{\omega R}, \quad (26)$$

$$T_{a1} = \frac{0,061}{314} = 0,0002 \text{ с.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot k_{y0} \text{ кА}, \quad (27)$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,115 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,0002}} \right) = 5,819 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \text{ кА}, \quad (28)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 4,115 = 5,81 \text{ кА}.$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К2. Схема замещения приведена на рисунке 16.

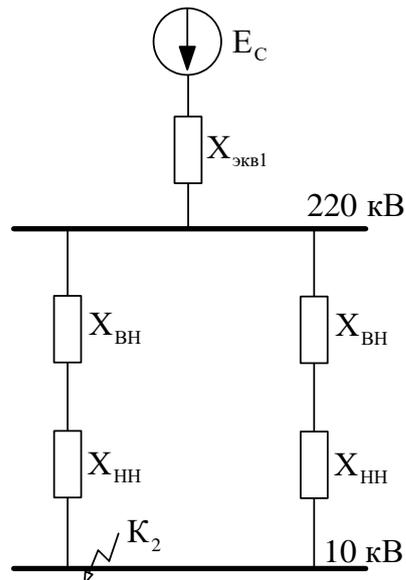


Рисунок 16 – Схема замещения для токов КЗ в точке К2

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_2 = X_{ВН} + X_{НН} \quad (29)$$

$$X_1 = X_2 = 0,288 + 0,288 = 0,576 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \quad (30)$$

$$X_3 = \frac{0,576 \cdot 0,576}{0,576 + 0,576} = 0,288 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}2} = X_{\text{экв}1} + X_3 \quad (31)$$

$$X_{\text{экв}2} = 0,061 + 0,288 = 0,349 \text{ о.е.}$$

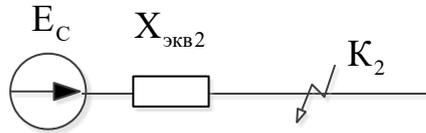


Рисунок 17 – Схема замещения после эквивалентирования в т.КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{но}}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{экв}2}} \cdot I_{\text{ош}} \quad (32)$$

$$I_{\text{но}2}^{(3)} = \frac{1}{0,349} \cdot 5,249 = 15,04 \text{ кА.}$$

Постоянная времени затухания:

$$T_{\text{аз}} = \frac{0,349}{314} = 0,001 \text{ с.}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 15,04 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} \right) = 21,271 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 15,04 = 21,27 \text{ кА.}$$

Таблица 17 – Результаты расчета токов

Точка КЗ	$I_{п0}^{(3)}$, кА	I_a , кА	T_a , с	i_y ,кА
К1 (220 кВ)	4,115	5,81	0,0002	5,819
К2 (10 кВ)	15,04	21,27	0,001	21,271

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Силовые трансформаторы, измерительные ТТ и ТН, ОПН, разъединители, гибкие и жесткие шины – это перечень основного электрического оборудования на трансформаторной подстанции. Оборудование выбирают по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, следом выбранное оборудование проверяется на термическую и динамическую стойкость.

6.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектным распределительным устройством (КРУ) называют такое распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами и других электрических вспомогательных приборов.

Изготовление шкафов КРУ на заводах позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Полностью собранные и укомплектованные готовым к работе оборудованием шкафы КРУ поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Использование КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. Так же КРУ отличается безопасностью в обслуживании, в следствие того, что все части, которые находятся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Отечественная промышленность производит КРУ 3—35 кВ с воздушной изоляцией и 110—220 кВ с изоляцией из элегаза. Применение КРУ существенно сокращает объем и сроки проектирования.

КРУ должны удовлетворять требованиям по стойкости сквозным токам короткого замыкания, выдерживать при включенном положении аппаратов главной цепи номинальный ток электродинамической стойкости, а также прохождение номинального тока термической стойкости в течение 3 с.

В данной работе рассматриваем установку КРУ на НН подстанции. Распредустройства набирают из отдельных шкафов КРУ со встроенными в них электрическими аппаратами.

К установке принимаем КРУ серии КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1. Устройство комплектное распределительное 10 кВ на токи 630-3150 А серии К-59. КРУ серии К-59 имеет различные климатические исполнения наружной и внутренней установки в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации. Для моего варианта я выбрал ХЛ1 для установки на открытом воздухе, с внешней оболочкой, с утеплителем, из-за климатических условий района проектирования.

Основные параметры, технические данные и характеристики КРУ приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Параметры и характеристики КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1

Параметры	КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	10,0
Номинальный ток главных цепей, А	2500
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости шкафа, кА	81
Ток термической стойкости в течении 3 сек, кА	31,5
Вид изоляции	воздушная
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ
Дуговая защита	Фототиристор и конечные выключатели двухсткпенчатые
Применение инвентарных подставок для оперирования выкатным элементом	нет
Установка приборов	На поворотном блоке в релейном шкафу

6.2 Выбор выключателей

Задача выключателей высокого напряжения состоит в включении и отключении высоковольтных цепей, они должны обеспечивать надежное

отключение любых токов и быстро действовать в кратчайший отрезок времени.

Выключатели выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (33)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (34)$$

где I_{max} – максимальный ток, который проходит через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (35)$$

Проверим выключатель по термической устойчивости и отключающей способности.

Расчет максимального тока, проходящего через выключатель на стороне 220 кВ

$$I_{p.max} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104,97 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = 4,115^2 \cdot (0,065 + 0,0002) = 1,104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 220 кВ ВЭБ 220-ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 104,97 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,115 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{нт}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,115 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
Продолжение таблицы		
1	2	3
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,819 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{уд}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,115 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1,104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

Сопоставление данных указывает на то, что принятый выключатель марки ВЭБ 220-ХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

В выбранном КРУ установлены вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 на 10 кВ.

Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ 10 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 10 кВ.

Произведем его проверку. В данном курсовом проекте выбор выключателей будем производить по двум важнейшим параметрам:

- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{макс} \leq I_{ном}$.

Проверяем по максимально рабочему току.

Таблица 20 – Параметры выключателя 10кВ ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 2099 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 15,04 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{пт}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 15,04 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,271 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{уд}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 15,04 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,271 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14,929 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

По данным сравнения выключатель марки ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 удовлетворяет всем условиям.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва обесточенной цепи высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон для безопасного ремонта электрооборудования.

Выбираем разъединитель, марки РДЗ–1–220/1000ХЛ1 и РДЗ–2–220/1000ХЛ1

Таблица 21 – Проверка разъединителей РДЗ–1–220/1000ХЛ1 и РДЗ–2–220/1000ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{макс.ВН}$	$I_{макс.ВН} = 0,104 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд1}$	$i_{уд1} = 5,819 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 50,799 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Величина теплового импульса:

$$B_K = \left(I_{\text{ПО.К-1}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (36)$$

$$B_K = 4,115^2 \cdot 3 = 50,799 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для того чтобы отделить цепи измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения используют трансформатор тока. Недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, поэтому номинальный ток трансформатора должен быть как можно ближе к рабочему току установки.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

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

- по току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{1\text{ном}},$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{1\text{ном}}.$$

где $I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}, \quad (37)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{\partialин},$$

где $k_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Шины распределительного устройства определяют электродинамическую стойкость шинных трансформаторов тока, соответственно такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{тер}, \quad (38)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где k_τ – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (39)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

К установке на ОРУ – 220 кВ подстанции «Чаянда» принимаю и проверяю трансформатор тока марки ТОГФ – 220-ХЛ1

Таблица 22 – Проверка ТТ марки ТОГФ – 220

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220$ кВ
$I_{ном1} = 0,150$ кА	$I_{ном1} \geq I_{max.ВН}$	$I_{max.ВН} = 0,105$ кА

1	2	3
$I_{\text{ном}2} = 5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}2} \geq I_{\text{уст}2}$	$I_{\text{уст}2} = 5 \text{ А}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{р}}$	$Z_{2\text{р}} = 1,598 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}1}$	$i_{\text{уд}1} = 5,819 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный ТТ удовлетворяет всем условиям.

На стороне НН подстанции «Чаянда» выбираю трансформатор тока ТОЛ-10-ХЛ1

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 2099 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_2 = 0,341 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,271 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 406,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Главное назначение трансформаторов напряжения - понижение высокого напряжения для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

Составим таблицу, в которой отобразим суммарную мощность от всех приборов, установленных на ОРУ – 220

Таблица 24 – Количество приборов и их суммарная мощность, установленных на ОРУ – 220

Прибор	Тип прибора	Количество приборов, шт	Мощность приборов, ВА
1	2	3	4
Амперметр	Э–350	23	11,5
Ваттметр	Ц301/1–Ю–11	12	36
Варметр	Ц301/1–Ю–11	12	36
Счётчик активной энергии	СА4У–510	12	79,2
Счётчик реактивной энергии	ЦЭ6850	2	13
ФИП	ИМФ–3Р	12	24
Регистрирующий вольтметр	Н3092/1	3	36
Вольтметр	Э–365	3	1,5
Осциллограф	С1–77	1	50
Итого			287,5

Выбираем и принимаем к установке элегазовый антирезонансный трансформатор напряжения марки ЗНГ – 220

Таблица 25 – Проверка ТН марки ЗНГ – 220ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ1}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ}$
$S_{2\text{НОМ}} = 3000 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\text{р}} = 287,5 \text{ ВА}$

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 ХЛ2. Предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока частоты 50 Гц.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	36	0,1	2	7,2
Счетчик РЭ					
Итого					41,2

Каталожные данные приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Каталожные данные ТН НАМИ-10 ХЛ2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,2	$S_{2ном}$	В·А	75

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Параметры	Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10 ХЛ2	Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 6,3 кВ
$U_{ном}$, кВ	10	10
$S_{2ном}$, ВА	75	41,2

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN-001-10 УЗ.

6.6 Выбор шинных конструкций

При проектировании сборных шин и токоведущих частей ОРУ – 220 проверка не ведётся на:

- 1) термическое действие тока КЗ, так как шины и токопроводы выполнены голыми проводами на открытом воздухе;
- 2) электродинамическое действие тока КЗ, так как действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ меньше 20 кА.

Проверка будет выполняться только по условию короны.

6.6.1 ОРУ – 220. Выбор сборных шин

Максимальный ток, проходящий по сборным шинам:

$$I_{\max} = I_{\text{норм}} = 105 \text{ А}, \quad (40)$$

Выбираем провод, марки АС–240/32 со следующими параметрами:

- 1) номинальное сечение $q = 244 \text{ мм}^2$;
- 2) диаметр провода $d = 21,6 \text{ мм}$;
- 3) допустимый продолжительный ток (вне помещений) $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$;

Расстояние между соседними фазами (D) для напряжения 220 кВ составляет 400 см. Расстояние при горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (41)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см},$$

Начальная критическая напряжённость:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (42)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода ($m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ / см},$$

Напряжённость вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)}, \quad (43)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \left(\frac{504}{1,08} \right)} = 27,018 \text{ кВ / см},$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (44)$$

$$1,07 \cdot 27,018 \leq 0,9 \cdot 31,995,$$

$$28,796 \leq 28,909.$$

Условие выполняется, принимаем провод к установке.

От ОРУ – 220 до трансформатора токоведущая часть выполнена гибкими проводами.

Сечение провода выбирается по экономической плотности тока ($j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм²):

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}}, \quad (45)$$

$$q_{\text{э}} = \frac{105}{1,1} = 95 \text{ мм}^2.$$

Выбираем для токоведущей части аналогичный провод марки АС–240/32.

Выбор сборных шин и токоведущих частей КРУ-10

Номинальный ток в аварийном режиме, при отказе одного автотрансформатора:

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 1848 \text{ А}, \quad (46)$$

Принимаем жёсткую ошиновку, выполненную прямоугольным сечением из алюминия. Шины друг относительно друга, располагаются плашмя. Размер шины выбирается по допустимому току, ближайшее наибольшее значение 1900 А, значит размер шины 120 х 8 мм.

Минимальное сечение шины по условию термической устойчивости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (47)$$

где C – постоянная, определяемая в зависимости от заданной ПУЭ конечной температуры нагревания жил и напряжения, для алюминия $C = 88$;

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{68,673}}{0,088} = 94,17 \text{ мм}^2.$$

Наибольшее удельное усилие при трёхфазном КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (i_{yДЗ})^2, \quad (48)$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 64311^2 = 716,36 \text{ Н / м}.$$

Момент инерции для шин располагающихся плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (49)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 12^3}{12} = 115,2 \text{ см}^4.$$

Длина пролёта между опорными изоляторами при которой, частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173,2 \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}{200}}, \quad (50)$$

$$l = \sqrt{\frac{173,2 \cdot \sqrt{\frac{115,2}{9,6}}}{200}} = 1,732 \text{ м}.$$

Изгибающий момент:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}, \quad (51)$$

$$M = \frac{716,36 \cdot 1,732^2}{10} = 214,895 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (52)$$

$$W = \frac{0,8 \cdot 12^2}{6} = 19,2 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (53)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{214,895}{19,2} = 11,192 \text{ МПа}.$$

Выбираем марку алюминиевой шины АДО с допустимым механическим напряжением ($\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$).

6.7 Выбор опорных изоляторов

По номинальному напряжению и допустимой нагрузке выбираются опорные изоляторы, на которых крепятся жесткие шины. На стороне 10 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы марки ИОЭЛ-6-8-065-00 ХЛ2,

$F_{разр} = 8000 \text{ Н}$, а на 220 кВ – полимерные опорные изоляторы ОСК 10-220-88-2 ХЛ1, $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (54)$$

Для 10 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{21271^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 183,2 \text{ Н}.$$

Для 220 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{5819^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 13,714 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{дон}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приложенной к головке изолятора, т.

е.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (55)$$

Для 10 кВ:

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

Для 220 кВ:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}.$$

$$F_{дон} \geq F_u \quad (56)$$

Для 10 кВ:

$$3000 \text{ Н} \geq 183,2 \text{ Н}.$$

Для 220 кВ:

$$6000 \text{ Н} \geq 13,714 \text{ Н}.$$

Опорные изоляторы марок ИОЭЛ-6-8-065-00 ХЛ2 и ОСК 10-220-88-2 ХЛ1 механически прочные.

Выбираем проходные полимерные изоляторы ИПЛ-10/8 II ХЛ1.

Расчетная сила находится по формуле:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (57)$$

$$F_{расч10} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{21271^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 97,959 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

6.8 Выбор ограничителя перенапряжений

ОПН – (нелинейный ограничитель перенапряжений) разрядник без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов. Предназначен для защиты и изоляции электроустановок от атмосферных и внутренних перенапряжений.

На стороне высшего напряжения автотрансформатора и шин ОРУ – 220 выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН–220/176/10/550–ХЛ1 со следующими характеристиками

Таблица 29 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН–220/176/10/550–ХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
1	2	3	4
220	220	176	10

Для комплектного распределительного устройства выбираем ограничитель перенапряжений - ОПН-П/ЗЭУ-К, ограничитель перенапряжений нелинейный с полимерной изоляцией, компактизированный, класс напряжения сети 10 кВ.

Таблица 30 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН-П/ЗЭУ-К

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
1	2	3	4
10	10	13,5	10

6.9 Выбор и проверка ТСН

Оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения - наиболее ответственные потребители собственных нужд подстанций.

Подключение данных потребителей проводится к сети напряжением 380-220 В, так как их потребляемая мощность мала.

Мощность самих же трансформаторов выбирается по нагрузкам с загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, как и в период ремонтных работ на подстанции.

Расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_C \cdot \sqrt{(\Sigma P)^2 + (\Sigma Q)^2}, \quad (58)$$

где k_C – коэффициент спроса, учитывающий одновременность включенной нагрузки ($k_C = 0,8$);

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{811,1^2 + 161,665^2} = 661,643 \text{ кВА.}$$

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N}, \quad (59)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{661,643}{0,7 \cdot 2} = 472,602 \text{ кВА.}$$

Выбираем ближайший по мощности двухобмоточный масляный трансформатор марки ТМ – 630/10.

6.10 Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии

Высокочастотные заградители представляют собой заграждающие фильтры, которые включаются в рассечку фазного провода (проводов), и могут быть настроены на определенные полосы заграждения из диапазона от 16 до 1000 кГц.

Для воздушной линии ОРУ – 220 выбираем высокочастотный заградитель марки ВЗ–630–0,5У1.

Таблица 31 – Проверка высокочастотного заградителя марки ВЗ–630–0,5У1 для ОРУ – 220

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$I_{\text{НОМ}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max.ВН}}$	$I_{\text{max.ВН}} = 0,105 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд1}}$	$i_{\text{уд1}} = 5,819 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Отсутствие подвижных частей делает трансформатор вполне надежной электроустановкой. Но в процессе эксплуатации возможно возникновение нарушений нормальных режимов, что может привести к выводу из строя электроустановки. Это приводит к необходимости оснащать трансформаторы соответствующими устройствами релейной защиты.

Основные требования к защите трансформаторов:

- полное отключение трансформатора при повреждении;
- отключение трансформатора от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- подача предупредительного сигнала дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита срабатывает при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов.

Токовая отсечка мгновенного действия защищает трансформатор при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания.

Максимальная токовая защита (МТЗ) защищает от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Газовая защита защищает при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла.

7.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита наиболее чувствительная и универсальная защита трансформатора. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Увеличение температуры обмоток трансформатора вызывает интенсивное старение его внутренней изоляции, которое сопровождается выделением газов разлагающегося масла и изолирующего материала. Работа газовой защиты двухступенчатая. Первая ступень срабатывает при незначительном выделении газа и после выдержки времени действует на сигнал. Вторая ступень при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель моментально действует на отключение трансформатора со всех сторон. Так как прочие защиты не могут обнаружить внутренние повреждения, необходимо применение газовой защиты, способной их распознать.

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Основной быстродействующей защитой является дифференциальная. Эта защита сложна и ставится не на всех трансформаторах. Данная защита работает быстро и селективно, отключая поврежденную электроустановку, сохраняя в работе другие.

Дифференциальная защита обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора без выдержки времени. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле.

7.4 Расчет основных защит трансформатора

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующей его проходной мощности

Сторона ВН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (60)$$

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104,97 \text{ A}$$

Сторона НН:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2310 \text{ A}$$

Коэффициент трансформации ТТ

Сторона ВН

$$K_T = 150 / 5$$

Сторона НН

$$K_T = 2500 / 5$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности трансформатора:

Сторона ВН

$$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \quad (61)$$

$$I_{ном,В} = \frac{104,97 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 6,06 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{ном,В} = \frac{2310 \cdot \sqrt{3}}{2500 / 5} = 8,002 \text{ A}$$

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку.

Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{зан}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.мах}} \quad (62)$$

где $k_{\text{зан}}$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,3;

$k_{\text{сам.зап}}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (63)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}{k_{\text{T}}} \quad (64)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (65)$$

где $I_{\text{КЗ.min}}$ – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $k_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{р.maxВ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104,97 \text{ А,}$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{1,3 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 104,9 = 401,088 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ср.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 191,941 \cdot 5}{100} = 12,292 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{199,55}{401,088} = 0,5$$

Так как коэффициент чувствительности получился меньше 1,2, используем МТЗ с пуском по напряжению (на всех трех сторонах трансформатора), при этом $k_{\text{сам.зан}} = 1$, тогда:

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{1,3 \cdot 1}{0,85} \cdot 104,97 = 160,435 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ср.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 160,435 \cdot 5}{100} = 11,649 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{199,55}{160,435} = 1,244$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{р.маxН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2310 \text{ А,}$$

$$I_{\text{МТЗ.Н}} = \frac{1,3 \cdot 1}{0,85} \cdot 2310 = 3533 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ср.Н}} = \frac{1 \cdot 3533 \cdot 5}{1000} = 17,665 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{199,55 \cdot (220/10)}{3533} = 1,243$$

Время срабатывания МТЗ определяется:

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{с.з.отх.присоед}} + \Delta t, \quad (66)$$

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

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при

невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{\text{сз.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (67)$$

где $k_{\text{отс}}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{номВН}} = 104,97 \text{ А},$$

$$I_{\text{сз.п.В}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 104,97 = 129,669 \text{ А}.$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{номНН}} = 2310 \text{ А},$$

$$I_{\text{сз.п.Н}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 2310 = 2854 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{k_{\text{ТВН}}} \quad (68)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \sqrt{3} \cdot \frac{129,669 \cdot 5}{100} = 11,23 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 2854 \cdot 5}{1000} = 14,27 \text{ А.}$$

8 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

8.1 Общие положения

Во время работы РУ есть вероятность сверх высоких напряжений из-за грозových либо внутренних перенапряжений.

Причина грозových перенапряжений - удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозových перенапряжения являются статистической величиной.

Источник внутренних перенапряжений - ЭДС генераторов системы, а причина – нормальные или аварийные переключения, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищают стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов ВЛ и гибких связей большой протяженности применяют тросовые молниеотводы.

При заземлении молниеприемников учитывается характер импульсного сопротивления заземлителя. Заземление молниеотводов чаще всего производится путем присоединения их к заземлителю подстанции. Заземление подстанции построено в виде сетки и состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

8.2 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки располагается с учётом выхода за пределы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при соприкосновении с оборудованием находился в пределах заземлителя).

Площадь заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (69)$$

$$S = (92 + 2 \cdot 1.5) \cdot (92 + 2 \cdot 1.5) = 9025 \text{ м}^2$$

Диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков:

$$d = 20 \text{ мм}$$

Проверку выбранного сечения проводника производится по условиям:
Механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (70)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2$$

Термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (71)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с - время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Коррозийной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (72)$$

ГДЕ $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

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

$$F_{КОР} = 3,04 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков.

Если выполняется условие:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{М.П.} = 314,16 > F_{\min} = 259,94 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм} .$$

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \tag{73}$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 9025}{6} = 3008 \text{ м};$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (74)$$

$$m = \frac{3008}{2 \cdot \sqrt{9025}} - 1 = 14,8$$

Принимаем: $m = 15$.

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \quad (75)$$

$$a = \frac{\sqrt{9025}}{15} = 6,3 \text{ м}$$

При этом должно соблюдаться условие:

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

$$1,25 < 6,3 < 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (76)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{9025} \cdot (15 + 1) = 3040 \text{ м}$$

Определение количества вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (77)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{9025}}{7,5} = 50,7$$

Принимаем: $n_B = 51$.

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (78)$$

Где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\kappa} \quad (79)$$

Где, ρ_1, ρ_2 - удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта, Ом/м;

κ - коэффициент:

$$\kappa = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при} \quad 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (80)$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_g} \right) \quad \text{при} \quad 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (81)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента κ производится

по формуле:

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

Тогда сопротивление:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{9025}} + \frac{1}{3040 + 51 \cdot 5} \right) = 0,14 \text{ Ом}$$

где - A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{9025}} = 0,05$$

Принимаем $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (82)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7208}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,86;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (83)$$

$$R_u = 0,14 \cdot 1,86 = 0,26$$

Условие $R_u \leq 0,5$ выполняется.

8.3 Расчёт молниезащиты

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов.

Расчет произведён для зоны защиты типа А – с надёжностью не менее 0,995.

Выбор высоты молниеотводов.

$l_1=33$ м – расстояние между ближними молниеотводами;

$l_2=36,3$ м – расстояние между удалёнными молниеотводами;

$l_3=54$ м – расстояние между молниеотводами и прожекторной мачтой.

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2 + l_3^2} \quad (84)$$

$$L = \sqrt{33^2 + 36,3^2 + 54^2} = 73 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой $h < 30$ м условие защиты:

$$L \leq 8 \cdot (h - h_x) \leq 8 \cdot h_a \quad (85)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a \geq \frac{L}{8} \quad (86)$$

$$h_a \geq \frac{73}{8} = 9 \text{ м}$$

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 25 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot H \quad (87)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (88)$$

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

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 11 \text{ м}$ – на уровне линейного портала,

$h_x = 7,85 \text{ м}$ – на уровне шинного портала.

Радиус защиты на высоте защищаемого оборудования:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot (H - 1,2 \cdot h_x) \quad (89)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 11) = 12,39 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 7,85) = 16,36 \text{ м}$$

Радиус защиты внутренней зоны на уровне земли при $H < L < 2H$:

$$r_c = r_0 = 26,25 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{c1} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_1 - h) \quad (90)$$

$$h_{c1} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (33 - 25) = 19,8 \text{ м}$$

$$h_{c2} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_2 - h) \quad (91)$$

$$h_{c2} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (36 - 25) = 19,3 \text{ м}$$

$$h_{c3} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_3 - h) \quad (92)$$

$$h_{c3} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (54 - 25) = 16,1 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

На уровне линейного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (93)$$

$$r_{cx1} = 26,25 \cdot \frac{19,8 - 11}{19,8} = 11,7 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (94)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{19,3 - 11}{19,3} = 11,29 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} \quad (95)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{16,1-11}{16,1} = 8,3 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (96)$$

$$r_{cx1} = 26,25 \cdot \frac{19,8-7,85}{19,8} = 15,8 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (97)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{19,3-7,85}{19,3} = 15,6 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} \quad (98)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{16,1-7,85}{16,1} = 13,5 \text{ м}$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

К ПС 220 кВ «Чаянда» могут быть допущены лица имеющие минимум третью группу по электробезопасности. Обязательно наличие удостоверения, и прохождение двухнедельной стажировки по безопасным методам осуществления работ. Дополнительно каждому специалисту перед работой доводится инструкция, в которой расписаны нормы по технике безопасности (ТБ) и охране труда, способы оказания первой медицинской помощи, виды допустимой спецодежды и СЭЗ.

На ОРУ-220 кВ ПС «Чаянда» приняты к установке элегазовые выключатели ВЭБ 220-ХЛ1. На элегазовых выключателях может образовываться конденсационная влага, которая скапливается непосредственно в шкафу привода выключателя. Влага повреждает механизма привода выключателя и вторичные цепи сигнализации и управления. В качестве мер предупреждения повреждений в приводе выключателя предусмотрены нагревательные резисторы, которые всегда должны быть включены в работу.

Коммутационные операции выключателем элегазового типа допускается производить только при минимально допустимом давлении элегаза, а сами выключатели снабжаются сигнализацией снижения давления элегаза, а также блокировкой цепей управления выключателем при понижении давления элегаза уровня, ниже допустимого.

В случае снижения давления элегаза выключатель следует вывести в ремонт, выяснить причину понижения давления, устранить ее и дополнить недостающее количество элегаза. Внутри шкафа привода предусмотрено специальное присоединение для наполнения выключателя элегазом. Для контроля давления газа используется манометр.

Существует ряд специфических требований по технике безопасности при работе с элегазом.

Чистый элегаз - инертный газ, не имеющий цвета и запаха, который в 6 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не ядовит, не взрывоопасен.

Допустимая концентрация элегаза в помещении:

-0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании в помещении;

-1% - при кратковременном пребывании в помещении.

- К смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %.

Для обеспечения допустимой концентрации элегаза в помещении обеспечивается приточно-вытяжная вентиляция.

Ремонт элегазового выключателя, связанный со вскрытием бака, производится в специальных помещениях. Эти помещения изолируются от улицы и других помещений. Также исключается возможность попадания пыли. Потолок и стены окрашиваются пыленеобразующей краской. Уборка помещения выполняется мокрым или вакуумным способом.

При заполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления соблюдаются следующие меры безопасности:

- персонал находится с наветренной стороны оборудования;

- шланги и редуктор после окончания работ продуваются сжатым воздухом;

- применяют индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).

- дозправочные работы производят на месте установки выключателей.

9.2 Экологичность

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На подстанции, обеспечивающую питанием объекты Чаяндинского НГКМ предполагается установка трансформатора ТДН-40000/220. Габариты трансформатора: длина $A=8,10$ м; ширина $B=5,24$ м; высота $H=7,10$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 28,7$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждают маслоприемником.

Исходя из значений массы масла и его плотности определяют 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{28,7}{0,85} = 33,76 \text{ м}^3. \quad (99)$$

Зная объем занимаемый маслом и габариты определяем площадь, отведенную под маслоприемник и его глубину:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \text{ м}^2. \quad (100)$$

$$S_{МП} = (8,1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,24 + 2 \cdot 1,5) = 91,464 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (101)$$

$$S_{БПТ} = 2(8,1 + 5,24) \cdot 7,1 = 189,428 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем глубину полного объема масла:

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} = \frac{33,76}{91,464} = 0,37 \text{ м} \quad (102)$$

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{47}{102,7} = 0,46 \text{ м}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{УРОВНЯ}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где $H_{\text{УРОВНЯ}}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$ – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}} = 0,46 + 0,25 + 0,075 = 0,785 \text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Отвод стока (маслоотвод) осуществляется по трубопроводу диаметром не менее 100 мм в специальную емкость-маслосборник (отстойник-маслоотделитель), которую следует рассчитывать на прием 100% масла наибольшего трансформатора, трехкратный объем воды от расчетного времени пожаротушения и объем дождевых вод при открытой установке трансформатора. Расчетные расходы и объем маслоприемника системы отвода воды и масла при пожаротушении определяются по следующим соотношениям:

- расчетный расход маслоотвода

$$Q_{\text{МОТ}} = \frac{0,5 \cdot m \cdot 1000}{\rho \cdot t_{\text{уд}}} + q_{\text{авен}} + q_{\text{дм}}, \text{ л/с} \quad (103)$$

где m – полная масса масла наибольшего трансформатора;

$q_{\text{авп}}$ – расход воды АУВП наибольшего трансформатора, $q_{\text{авп}}=67,5$ л/с;

$$q_{\text{дм}} = q_{20} \cdot S_{\text{МП}} \cdot t_{20} / 10000 \cdot t_{\text{уд}}, \text{л/с} \quad (104)$$

где $q_{\text{дм}}$ – расход дождевых стоков в маслоотводе;

t_{20} - время продолжительности дождя, $t_{20}=1200$ с;

$t_{\text{уд}}$ - время удаления 50% объема масла и полного объема воды из маслоприемника, $t_{\text{уд}}=900$ с;

$$q_{\text{дм}} = 80 \cdot 91,464 \cdot 1200 / 10000 \cdot 900 = 0,976 \text{ л/с};$$

$$Q_{\text{МОТ}} = \frac{0,5 \cdot 28,7 \cdot 1000}{0,85 \cdot 900} + 67,5 + 0,976 = 87,234 \text{ л/с}.$$

Диаметр трубопровода принимаю с учетом условий прокладки по таблице для гидравлического расчета $D=300$ мм, уклон 0,009.

Расчет объем маслобординка проведем по формуле:

$$V_{\text{МСБ}} = \frac{m}{\rho} + \frac{q_{\text{авп}} \cdot 3t_{\text{авп}}}{1000} + \frac{q_{\text{дм}} \cdot t_{20}}{1000} + V_{\text{акк}}, \text{ м}^3 \quad (105)$$

где $t_{\text{авп}}$ - время работы АУВП, $t_{\text{авп}}=600$ с;

$V_{\text{акк}}$ - аккумулируемый объем стоков для нормальной работы насосов, равный не менее 10 м^3 ;

$$V_{\text{МСБ}} = \frac{28,7}{0,85} + \frac{67,5 \cdot 1800}{1000} + \frac{0,976 \cdot 1200}{1000} + 10 = 166,436 \text{ м}^3.$$

Для устройства маслосборника следует принять резервуар емкостью 200м³ из типового ряда емкостей.

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 91,464 м²; объём масла – 33,76 м³; глубина – 0,785 м; объём маслосборника – 200 м³.

9.3 Чрезвычайные ситуации на подстанции

В процессе эксплуатации подстанций в целом и в частности электроэнергетического оборудования важной обязанностью персонала является обеспечение надежной работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Все нарушения нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при коротких замыканиях, ошибочные действия персонала, перерывы в электроснабжении потребителей и др.) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий, к которым они привели.

Аварии на подстанциях происходят в результате неожиданных повреждений оборудования, отказов в работе устройств релейной защиты и автоматики, аппаратов вторичной коммутации, нарушений в работе оборудования от возможных перенапряжений и воздействий электрической дуги, ошибок со стороны производственного, оперативного или ремонтного персонала.

Причинами неожиданных повреждений оборудования чаще всего являются некачественный монтаж и ремонт, неудовлетворительная эксплуатация оборудования, некачественный уход. Причинами нарушений в работе электроустановок могут быть грозовые и коммутационные перенапряжения, при этом повреждается изоляция трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования. Чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции способствуют ее перекрытию и пробое.

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, случившейся в системе электроснабжения может быть пожар на трансформаторной подстанции.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий, основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Руководством ПС 220кВ должна быть разработана документация по пожарной безопасности, в которую входят:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности на подстанции;
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;
- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.

В состав организационно-технических мероприятий входит:

а) подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности, которая состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей; в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;

б) территория подстанции должна всегда содержаться в чистоте.

На ПС должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения. К таким средствам относятся огнетушители, пожарный инвентарь (бочки с водой, ящики с песком, пожарные ведра, совковые ведра и лопаты, асбестовые полотна, войлок, кошма) и пожарный инструмент (багры, ломы, топоры, лестницы). Лица, ответственные за наличие и готовность средств пожаротушения, не реже 1 раза в квартал обязаны организовать осмотр первичных средств пожаротушения с регистрацией результатов осмотра в журнале. Неисправности, выявленные при регулярных осмотрах средств пожаротушения должны быть устранены в кратчайшие сроки.

Для размещения первичных средств пожаротушения должны устанавливаться специальные пожарные щиты (стенды).

На пожарных щитах должны размещаться первичные средства тушения пожара, применяемые в данном помещении, сооружении, установке. Такие стенды окрашивают в красный цвет.

На щитах должны быть указаны их порядковые номера и номер телефона для вызова пожарной охраны. Порядковый номер указывается после буквенного индекса "ПЩ".

Пожарные щиты должны быть опломбированы, открываться должны без особых усилий и иметь защиту огнетушителей от прямых солнечных лучей.

Для тушения начинающих и еще не получивших большого развития пожаров, служат углекислотные огнетушители. Преимущество ОУ в том, что углекислота не проводит электрический ток, а применять их можно для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением до 10 кВ.

Порошковые огнетушители (ОП) предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

1) Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической

(стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основная цель ВКР состояла в разработке оптимальной схемы подключения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Ленском районе Республики Саха (Якутия). Был выполнен технико-экономический расчет, включающий в себя расчет нормальных и послеаварийных режимов для каждого из двух вариантов, а также посчитаны приведенные затраты. На основании полученных данных было проведено сравнение двух вариантов и выбран вариант подключения Чаяндинского НГКМ двухцепной воздушной линией 220 кВ через отпайку к проходящей двухцепной линии от подстанции «Городская» к подстанции «Пеледуй», в силу его дешевизны относительно варианта подключения сооружением двух двухцепных заходов ВЛ 220кВ «Городская» – «Пеледуй». Для подстанции 220/10 кВ «Чаянда» было выбрано все необходимое электрическое оборудование. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты рабочего персонала на подстанции, меры безопасности при работе с элегазовым оборудованием, оборудования при чрезвычайных ситуациях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. / А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 210 с.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 3 Воронина А.А. Безопасность труда в электроустановках: / Н.Ф. Шибенко. Учеб. пособ. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 2015. - 192 с.
- 4 Васильева А. А. Электрическая часть станций и подстанций. : Учебник. М. : Энергоатомиздат, 2015. – 350 с.
- 5 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 6 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат, переиздание 2015. – 200 с.
- 7 Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова – М. : 2015. – 648 с.
- 8 Корнилович О.П. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах. - М.: Энергия, переиздание 2015. – 320с.
- 9 Небрат И. Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0.4 кВ. – Учебное пособие. – С.-Петербург. : ПЭИПК, 2012. – 110 с.
- 10 Неклепаева Б. Н. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть I / В. А. Старшинова. М. : Издательство МЭИ, переиздание 2015. – 410 с.
- 11 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 310 с.

- 12 Орлова И.Н. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. / Под общей ред. профессоров МЭИ и др. М. : Энерго, 2014. – 350 с.
- 13 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М. : ЭНАС, 2012 – 552 с.
- 14 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 90 с.
- 15 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 150 с.
- 16 Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. / В. С. Козулин – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 310 с.
- 17 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. / Т.А. Галушко. Учебное пособие. – Благовещенск : изд. АмГУ, 2006. – 160 с.
- 18 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М. : Стройиздат, переиздание 2016. – 190 с.
- 19 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2012. – 240 с.