

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:

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей центрального энергорайона
Республики Саха (Якутия) в связи с подключением подстанции Судоверфь

Исполнитель

студент группы 742 об2

подпись, дата

А.В. Козлова

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«___» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Козловой Алины Владиславовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) в связи с подключением подстанции Судоверфь

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 15.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта-схема района проектирования подстанции Судоверфь; Предполагаемая расчетная мощность подстанции судоверфь; Однолинейная схема района проектирования

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Структурный анализ электроэнергетической системы района; Расчет и анализ установившихся режимов существующей сети; Проектирование развития рассматриваемой электрической сети; Техническая проработка вариантов развития сети.

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 07.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул А. А., доцент, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____ Козлова А.В. _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит: 128 с, 19 рисунков, 101 формулу, 49 таблиц, 19 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной ВКР разработана схема включения в существующую электрическую сеть подстанции 110 кВ Судоверфь в центральном энергорайоне Республики Саха (Якутия). В ВКР выполнены расчеты и сделан анализ нормальных и послеаварийных режимов работы центрального энергорайона Республики Саха (Якутия), рассчитаны токи короткого, выбраны сечения ЛЭП, силовые трансформаторы и другое высоковольтное оборудование для проектируемой подстанции. Выбраны устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики для ПС 110 кВ Судоверфь и рассчитаны их уставки. Рассчитаны параметры заземляющего устройства и молниезащиты подстанции. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции. Выполнена оценка экономической эффективности предложенного варианта проектирования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Общая характеристика центрального района республики Саха (Якутия)	10
1.1 Географическое положение	10
1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения в районе проектирования	12
1.3 Описание источников питания рассматриваемого района проектирования	15
1.4 Характеристика потребителей	19
1.5 Прогнозирование электрических нагрузок	19
1.6 Расчет режимов работы сети	21
1.6.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК	21
1.6.2 Исходные данные для анализа сети	21
1.6.3 Анализ расчета режима	25
2 Разработка вариантов подключения проектируемой ПС	31
2.1 Разработка подключения проектируемой ПС к существующей сети	31
2.2 Анализ режимов сетей после подключения ПС Судоверфь	33
2.3 Компенсация реактивной мощности	42
2.4 Выбор мощности трансформаторов	45
2.5 Выбор сечений проводов	47
3 Проектирование ПС Судоверфь	49
3.1 Расчет токов короткого замыкания	49
3.2 Выбор схемы ОРУ 110 кВ	50
3.3 Выбор КРУ 35 кВ	51
3.4 Выбор КРУ 10 кВ	52
3.5 Выбор выключателей	53

3.6	Выбор разъединителей	60
3.7	Выбор трансформаторов тока	62
3.8	Выбор трансформаторов напряжения	68
3.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	71
3.10	Выбор и проверка ограничителей перенапряжений	73
3.11	Выбор аккумуляторных батарей	74
4	Экономический расчет проектируемого варианта сети	78
4.1	Расчет капитальных вложений	78
4.2	Расчет потерь электрической энергии	79
4.3	Расчет эксплуатационных издержек	81
4.4	Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	83
5	Релейная защита и автоматика	85
5.1	Релейная защита силового трансформатора на ПС Судоверфь	85
5.1.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	89
5.1.2	Выбор уставок дифференциальной отсечки	90
5.1.3	Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты	93
5.1.4	Расчет уставок МТЗ-2 (ВН)	95
5.1.5	Расчет уставок защиты от перегрузки	97
5.1.6	Газовая защита трансформатора	98
5.3	Автоматика ПС Судоверфь	98
6	Заземление и молниезащита	100
6.1	Расчёт заземлителя	100
6.2	Молниезащита ПС Судоверфь	104
7	Безопасность и экологичность	107
7.1	Безопасность	107
7.1.1	Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	108
7.2	Экологичность	115
7.3	Чрезвычайная ситуация	120

Заключение	126
Библиографический список	127

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЗС – водозаборное сооружение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОП – обратная последовательность;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПП – прямая последовательность;
- ПС – подстанция;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- СН – собственные нужды;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время разработаны схема и программа развития ЕЭС России на ближайшие годы. Значимое место в этой программе занимают вопросы, связанные с развитием электроэнергетики Дальнего Востока. Необходимость развития обусловлена непрерывным ростом нагрузок, появлением новых потребителей, повышением степени электрификации быта, увеличением требований к уровню жизни населения, развитием научно-технического прогресса.

Для выполнения этого требуется развитие и переоснащение действующих электроэнергетических систем, внедрение новых технологий и современного оборудования. Этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) для ввода в эксплуатацию ПС 110 кВ Судоверфь.

Представленная тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как в районе проектирования есть потребность в электроэнергии для нужд АО «Жатайская Судоверфь». Решением проблемы является строительство и ввод в эксплуатацию подстанции Судоверфь, которая должна будет покрыть всю электрическую нагрузку АО «Жатайская Судоверфь».

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимального варианта подключения ПС Судоверфь к существующей электрической сети центральной энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В ходе выпускной квалификационной работы решаются следующие задачи: расчет токов короткого замыкания, выбор энергетического оборудования, выбор устройств молниезащиты и заземления подстанции, определение сечений проектируемых ВЛ, выбор устройств релейной защиты и

автоматики и расчет их уставок, проектирование ОРУ 110 кВ и КРУ СН и НН, выбор схемы распределительных устройства ВН и НН для ПС Судовой, составление плана проектируемых ПС.

Бакалаврская работа разработана в операционной системе Windows 10 с использованием: Microsoft Office Word 2016г., Microsoft Office Visio 2016г., Microsoft Office Excel 2016г., MathType 6.1 Equation, Mathcad Prime 3.1, ПК РастрWin 3.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРАЛЬНОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

1.1 Географическое положение

Республика Саха (Якутия) - самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18% ее территории, самая крупная в мире административно-территориальная единица.

Республика отнесена к геостратегическим территориям Дальнего Востока и Арктической зоны РФ, входит в состав Дальневосточного макрорегиона России, занимая северо-восточное глубинное положение относительно других субъектов Дальнего Востока и относительно выгодное транзитное макрорасположение между Европой и Азией, с выходом на моря Северного Ледовитого океана.

Общая площадь континентальной и островной частей составляет 3,1 млн. км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40% территории находится за Северным полярным кругом. На севере ее естественные рубежи образуют моря Лаптевых и Восточно - Сибирское. Общая протяженность морской береговой линии превышает 4,5 тыс. км. Ежегодно в эти моря выносятся 780 кубических километров воды - это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70% этого объема составляет сток реки Лены. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

Основная часть населения (66,0%) проживает в городах, количество городских жителей постоянно растет. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск, Алдан, Томмот, Верхоянск, Вилюйск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. Численность населения самого крупного г. Якутска составляет более 319 тыс. чел., суммарная численность населения остальных городов республики - свыше 188 тыс. чел. Основной тенденцией демографического развития все еще остается отсутствие значимого роста численности населения

и снижение общего коэффициента рождаемости. По сравнению с 2015 годом к 2020 году общий коэффициент рождаемости снизился с 17,1 до 13,2 (число родившихся на 1000 чел. населения).

2-го января 2019 года Западный и Центральный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока [6].

Включение двух присоединенных энергорайонов Якутской энергосистемы в ОЭС Востока стало первым в новейшей истории России расширением этого энергообъединения. Начиная с 1980 года и вплоть до наших дней в составе ОЭС Востока находился лишь один из районов электроэнергетической системы республики - Южно-Якутский, расположенный на территории Нерюнгринского и Алданского районов Якутии [6].

Таблица 1 – Климатические условия района

№ п/п	Климатические условия	Справочная величина
1	Район по ветру	II
2	Нормативная скорость ветра, м/сек	1,6
3	Максимальная скорость ветра, (м/с)	24
4	Район по гололеду	II
5	Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	14
6	Средняя температура воздуха высшая, (град С)	20
7	Средняя температура воздуха низшая, (град С)	-38,6
8	Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-8,8
9	Число грозных часов	30

1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения в районе проектирования

На рисунке 1 приведена карта – схема района проектирования рассматриваемой части существующей энергосистемы Республики Саха (Якутия).

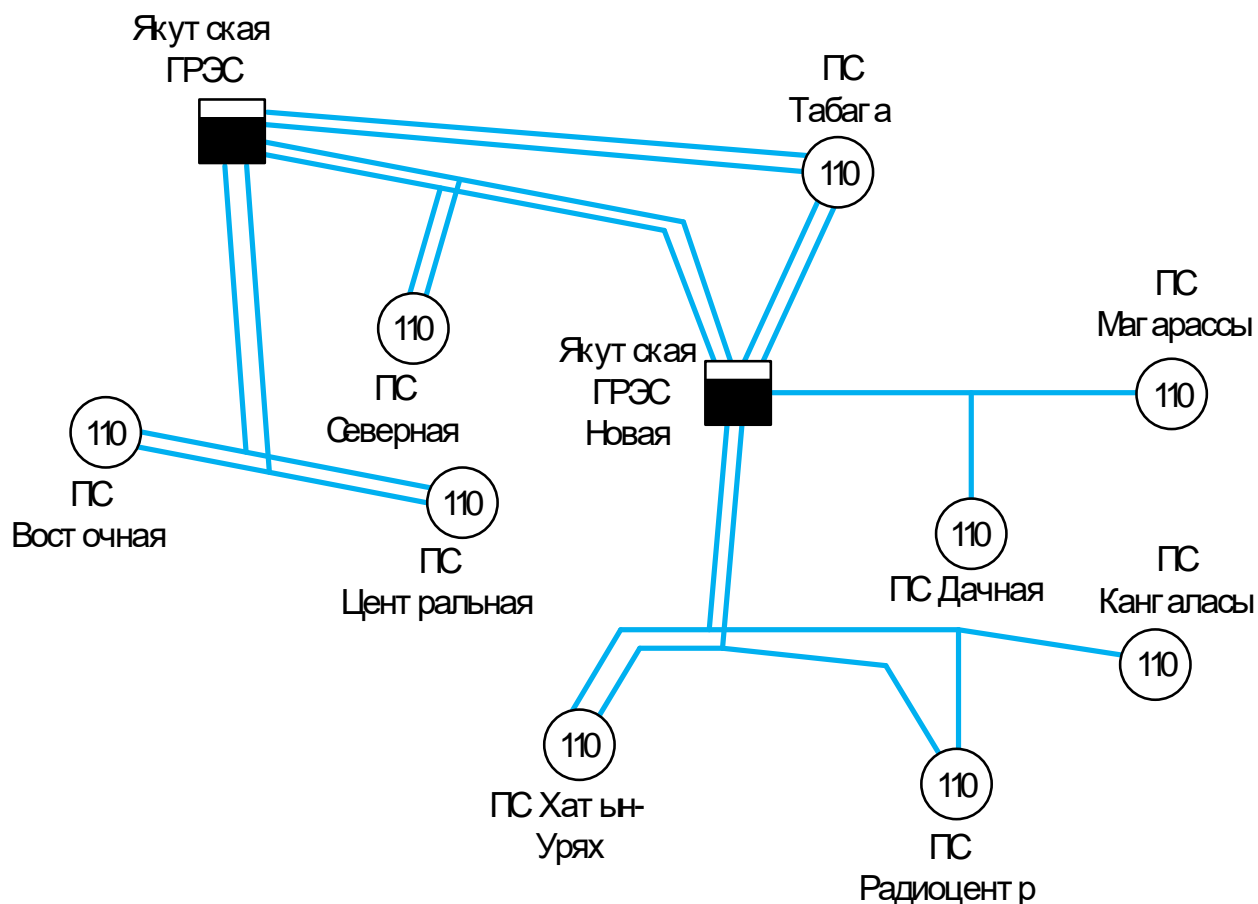


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения в районе проектирования подстанции

Энергосистема Республики Саха (Якутия) входит в состав ОЭС Востока. В состав системы входит Объединенный энергорайон (далее – ОЭР) и изолировано работающий Магаданский энергорайон.

В состав ОЭС Востока, кроме энергосистемы Республики Саха (Якутия) входят энергосистемы Амурской области, Приморского края и Хабаровского края. В таблице 2 представлены основные показатели работы ОЭС Востока, а также энергосистемы Республики Саха (Якутия) за 2020 год.

Таблица 2 – Основные показатели работы ОЭС Восток, а также энергосистемы Республики Саха (Якутия) на 01.01.2020 год

Показатель	ОЭС Востока	Энергосистема центрального энергорайона Республики Саха (Якутия)	Доля энергосистемы центрального района Республики Саха (Якутия)
Максимум нагрузки энергосистемы, МВт	5387,9	443,052	8,22
Установленная мощность электростанций, МВт	9186,5	2439,5	4,85
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	33177,3	9000,5	27,13
Выработка электроэнергии, млн кВт ч	36801,4	9439,78	25,65

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО "Якутскэнерго", АО "Дальневосточная генерирующая компания", АО "Вилуйская ГЭС-3", ПАО "Сургутнефтегаз", АО "Сахаэнерго". Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на конец 2020 г. составила 2439,5 МВт. По итогам 2020 г. они обеспечивают более 94,2% общей выработки электроэнергии и свыше 29% тепловой энергии в республике [6].

Таблица 3 – Нагрузки трансформаторов ПС рассматриваемого района сети

Наименование подстанции	№ тр.	Установленная мощность трансформатора, МВА	Максимальная активная мощность (МВт)	Максимальная реактивная мощность (МВар)	Нагрузка максимального режима (зима) (%)
Восточная	1	25	10,9	2,5	22,4
	2	25			
Центральная	1	40	38	13,6	50,5
	2	40			
Северная	1	16	13,8	4,2	45,08
	2	16			
Табага	1	10	5	1,9	26,75
	2	10			
Магарасы	1	10	5,4	2,7	60,4
Дачная	1	16	6	5,6	51,31
Хатын-Урях	1	25	30,6	12,8	50,26
	2	25			
	3	16			
Радиоцентр	1	10	9,7	5,1	54,8
	2	10			
Кангаласы	1	10	8,4	2,7	43,6
	2	10			
Намыв	1	25	1,2	0,2	2,6
	2	25			
Набережная	1	25	19,3	4,7	43,38
	2	25			

В рассматриваемом районе проектирования большинство трансформаторов загружены оптимально, но есть и такие, коэффициент загрузки которых в разы меньше нормального значения [6].

1.3 Описание источников питания рассматриваемого района проектирования

В рассматриваемом районе проектирования имеются два источника питания: Якутская ГРЭС и Якутская ГРЭС Новая, которые связаны между собой двумя линиями 110 кВ.

1.3.1 Характеристика источников питания

Якутская ГРЭС.

Основным видом деятельности Якутской ГРЭС является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Якутская ГРЭС может осуществлять следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

На Якутской ГРЭС установлены турбоагрегаты мощности: №1, №2, №3, №4, №5 — 63 МВт.

Генераторное напряжение – 10,5 кВ.

Марка генераторов – ТВФ-63-2ЕУЗ.

ТВФ – турбогенератор с водородным охлаждением.

Количество полюсов – 2.

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ.

Первый турбоагрегат пущен в работу в 1970 году, в 1985 году Якутская ГРЭС вышла на полную мощность.

Главная электрическая схема Якутской ГРЭС построена следующим образом: все пять турбоагрегатов (№1, №2, №3, №4 и №5) соединены в блоки с

повышающими трансформаторами типа ТДЦ-80000/110 и выдают мощность на напряжение 110 кВ.

РУ ВН Якутской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: две рабочие системы шин (№13), ОРУ, с подключением трансформаторов к секциям шин через выключатель.

Количество ячеек: 6 линейных, 5 трансформаторных.

Выключатели: установлены по 1 выключателю на каждое присоединение.

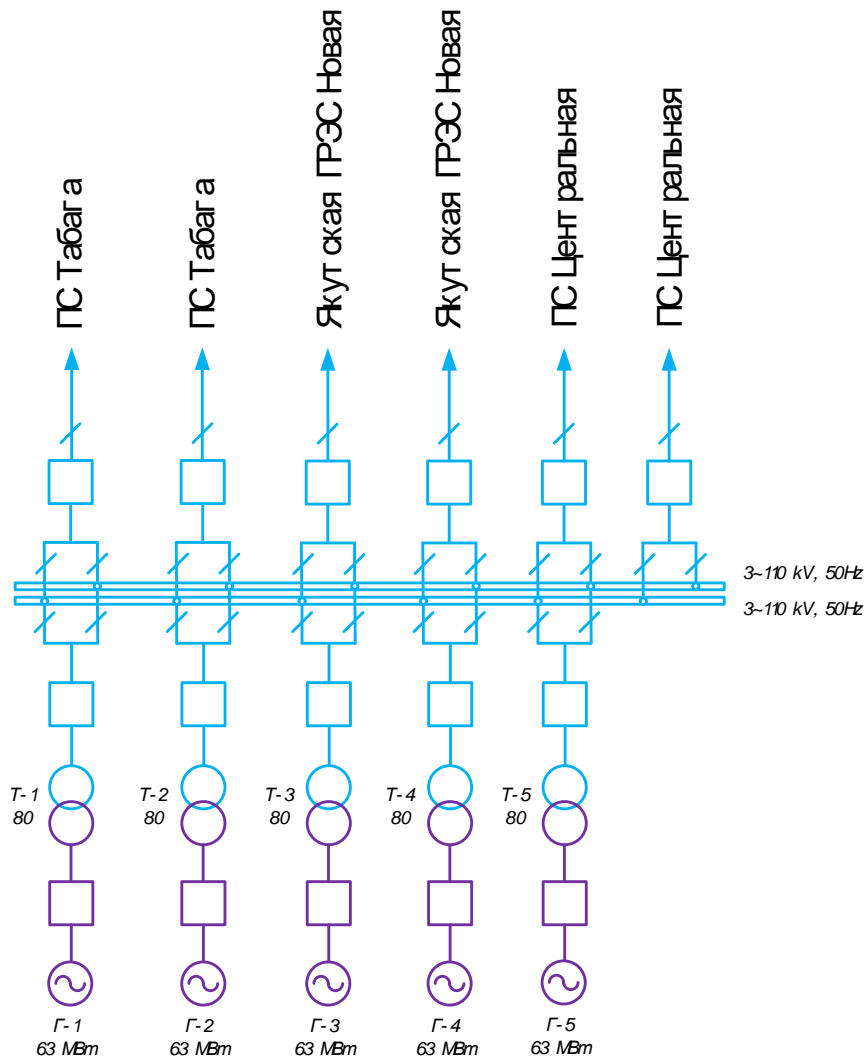


Рисунок 2 – Однолинейная схема Якутской ГРЭС

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-Н				
ТДЦ-80000	5	10,5	310	70	480	0,6

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТВФ-63-2ЕУЗ	5	63	10,5	3000	3630

Якутская ГРЭС Новая.

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- выдача мощности и выработка электроэнергии и тепла;
- принятие неравномерной нагрузки;
- участие в регулировании основных параметров энергосистемы;
- обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного — по энергии;
- резкое повышение надежности функционирования всей энергосистемы региона.

Установленная электрическая мощность Якутской ГРЭС Новой составляет 193 МВт.

РУ ВН Якутской ГРЭС Новой:

U_{НОМ}: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие системы шин (№13).

Количество ячеек: 7 линейных, 4 трансформаторные.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию и по 1 на каждый генератор.

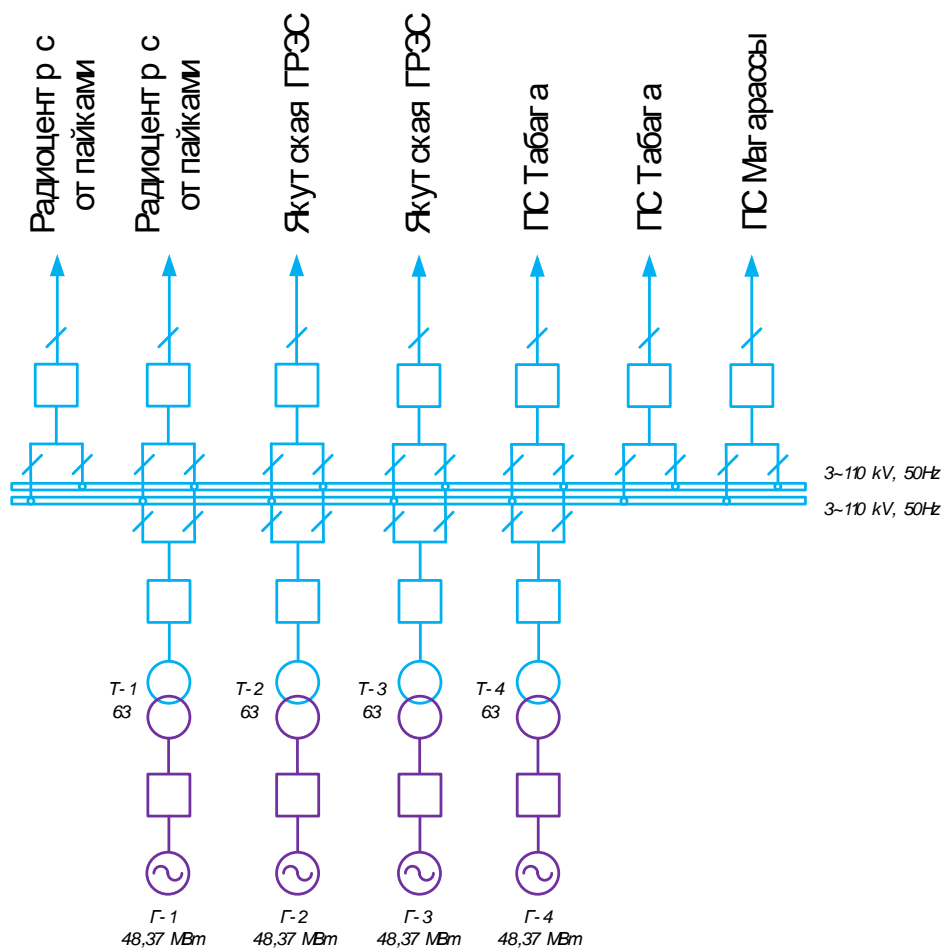


Рисунок 3 – Однолинейная схема Якутской ГРЭС Новой

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-Н				
ТДЦ-63000/110/10	4	10,5	260	59	410	0,6

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угловая частота вращения, об/мин
BDAX7-290ERJT	4	48.37	10,5	3000	3630

Таблица 8 – Сравнение результатов производства и потребления электроэнергии

Выработка электроэнергии в районе проектирования; МВт	Потребление электроэнергии в районе проектирования; МВт
350,987	150,925

В рассматриваемом районе проектирования выработка электрической энергии превосходит потребление более чем в 2 раза [6].

1.4 Характеристика потребителей

Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды.

К основным типам потребителей данного района строительства относятся: добыча полезных ископаемых (28,3%), транспорт и связь (17,4%), производство и распределение электроэнергии, газа и воды (19,0%) [6].

В отношении качества электроэнергии при проектировании электрических сетей должны соблюдаться требования ГОСТа 32144-2013 «Электрическая энергия» введен в действие в качестве национального стандарта РФ с 1 июля 2014г [19]. В основном это вопросы регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В данной ВКР все потребители рассматриваемого района электрических сетей относятся ко второй категории согласно утвержденной классификации.

1.5 Прогнозирование электрических нагрузок

При подключении новых подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу до 2025 года, с целью дальнейшего выбора сечения ВЛ 110 кВ.

Формула сложных процентов, используемая для прогнозирования электрической нагрузки, выглядит следующим образом [4]:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{II}} \quad (1)$$

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущее значение мощности;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

T_{II} – период времени, на который производится прогнозирование (лет);

0,032 – относительное увеличение нагрузки за год для центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) согласно среднестатистическим данным СИПР [6];

$T_{ПРОГ}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{ТЕК}$ – текущий год.

В данном случае для ПС Набережная прогноз максимальной активной нагрузки составит:

$$P_M = 19,3 \cdot (1 + 0,032)^5 = 22,59 \text{ (МВт)}$$

Прогноз максимальной реактивной нагрузки составит:

$$Q_M = 4,7 \cdot (1 + 0,032)^5 = 5,5 \text{ (МВар)}$$

Данные для расчета электрических нагрузок взяты из СиПР электроэнергетики Республики Саха (Якутия).

Таблица 9 – Результаты прогнозирования нагрузки

Наименование ПС	Р _{макс} (МВт)	Q _{макс} (МВар)
Набережная	22,59	5,5
Восточная	12,75	2,925
Центральная	44,46	15,912
Северная	16,146	4,914
Табага	5,85	2,223
Магарасы	6,318	3,159
Дачная	7,02	6,552
Хатын - Урях	35,8	14,976
Радиоцентр	11,349	5,967
Кангалассы	9,828	3,159
Намыв	1,404	0,234

Расчет по формуле сложных процентов показывает, что в период с 2020 года по 2024 рост нагрузки составит порядка 16%, при ежегодном приросте нагрузки на 3,2% [6].

1.6 Расчет режимов работы сети

1.6.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК

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

Расчет проводится в программном комплексе RastrWin3.

Исходными данными для расчета режимов принимаем характеристики потребителей, параметры элементов схемы, а также ее конфигурация.

1.6.2 Исходные данные для анализа сети

Режим сети – это такое состояние системы, которое определено значениями мощностей электростанций, токов, напряжений, а также других величин, которые характеризуют процесс производства, передачи и

распределения электроэнергии. Для выполнения данного анализа необходимо подготовить исходную информацию. Данными для выполнения анализа являются параметры схемы замещения сети. Расчёт режима сети позволит максимально приблизиться к реальной ситуации в данном районе и получить необходимые характеристики: перетоки активной и реактивной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д.

Таблица 10 – Параметры схемы замещения линий

Название линии	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	1,32	4,5	-31	0,445
Отпайка на ПС Северная	0,012	0,045	-0,281	0
Якутская ГРЭС Новая – Табага	3,11	13,61	-83,74	4,47
Якутская ГРЭС – Восточная	0,21	0,745	-5,16	0,1
Якутская ГРЭС – Центральная	0,7	1,447	-9,22	0,15
Якутская ГРЭС Новая – Хатын- Урях	1,2	4,15	-28,6	0,4
Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр	7,29	7,54	-43,31	0,7
Радиоцентр – Кангалассы	6,53	6,77	-38,9	0,52
Якутская ГРЭС Новая – Дачная	1,128	3,81	-26,41	0,35
Дачная – Магарассы	20,54	35,23	-219,45	2,93

Для расчёта установившегося режима необходимы рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д. Параметры линий представлены выше в таблице 7.

Активное сопротивление линии:

$$R_{вЛ} = r_0 \cdot l_{вЛ}, \quad (2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (3)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Реактивная проводимость воздушной линии:

$$B_{\text{вл}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (4)$$

где b_0 – удельная ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мкСм/км.

Активная проводимость воздушной линии:

$$G_{\text{вл}} = g_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (5)$$

где g_0 – удельная активная проводимость линии на 1 км длины, мкСм/км.

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а также активной и реактивной проводимостью. Помимо этого, необходимо указать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Для трёхобмоточного трансформатора необходимо рассчитать три коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}}, \quad (6)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}, \quad (7)$$

где $U_{СН}$ –напряжение средней стороны силового трансформатора.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным образом, как и для двухобмоточного трансформатора по формуле 4.

Схема замещения трехобмоточного силового трансформатора изображена на рисунке 2.

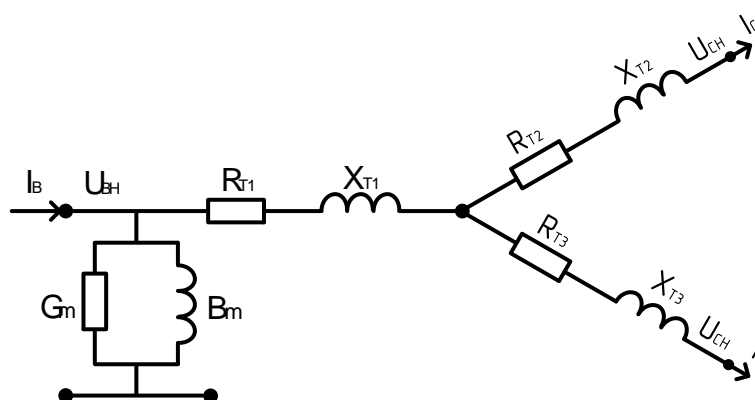


Рисунок 4 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

В таблице 11 приведены исходные данные для расчёта режима электрической сети. Нагрузки в узлах сети были взяты из результатов расчета режима для всей энергосистемы Республики Саха (Якутия), предоставленных руководителем дипломного проекта.

Таблица 11 – Параметры узлов схемы замещения в нормальном режиме

№ узла	Название узла	$U_{НОМ}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , Мвар
1	2	3	4	5
29	Центральная НН 2	6	22,2	8
15	Северная НН	6	16,1	4,9
38	Хатын Урях СН 3	35	12,0	5,0

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
36	Хатын Урях НН 2	6	12,0	5,0
34	Хатын Урях НН 1	6	12,0	5,0
24	Восточная НН 2	6	6,4	1,5
23	Восточная НН 1	6	6,4	1,5
17	Табага НН	10	5,9	2,2
46	Радиоцентр НН	10	5,7	3,0
45	Радиоцентр СН	35	5,7	3,0
51	Кангалассы НН	6	4,9	1,6
50	Кангалассы СН	35	4,9	1,6

1.6.3 Анализ расчета режима

При расчете нормального режима отклонения напряжений на шинах ПС не выходят за пределы нормально – допустимых значений. Величины токов так же находятся в пределах нормы. Исходная однолинейная схема изображена на рисунке 5. На рисунке 6 представлена схема потокораспределения мощностей, полученная из ПВК RastrWin3 для нормального максимального режима.

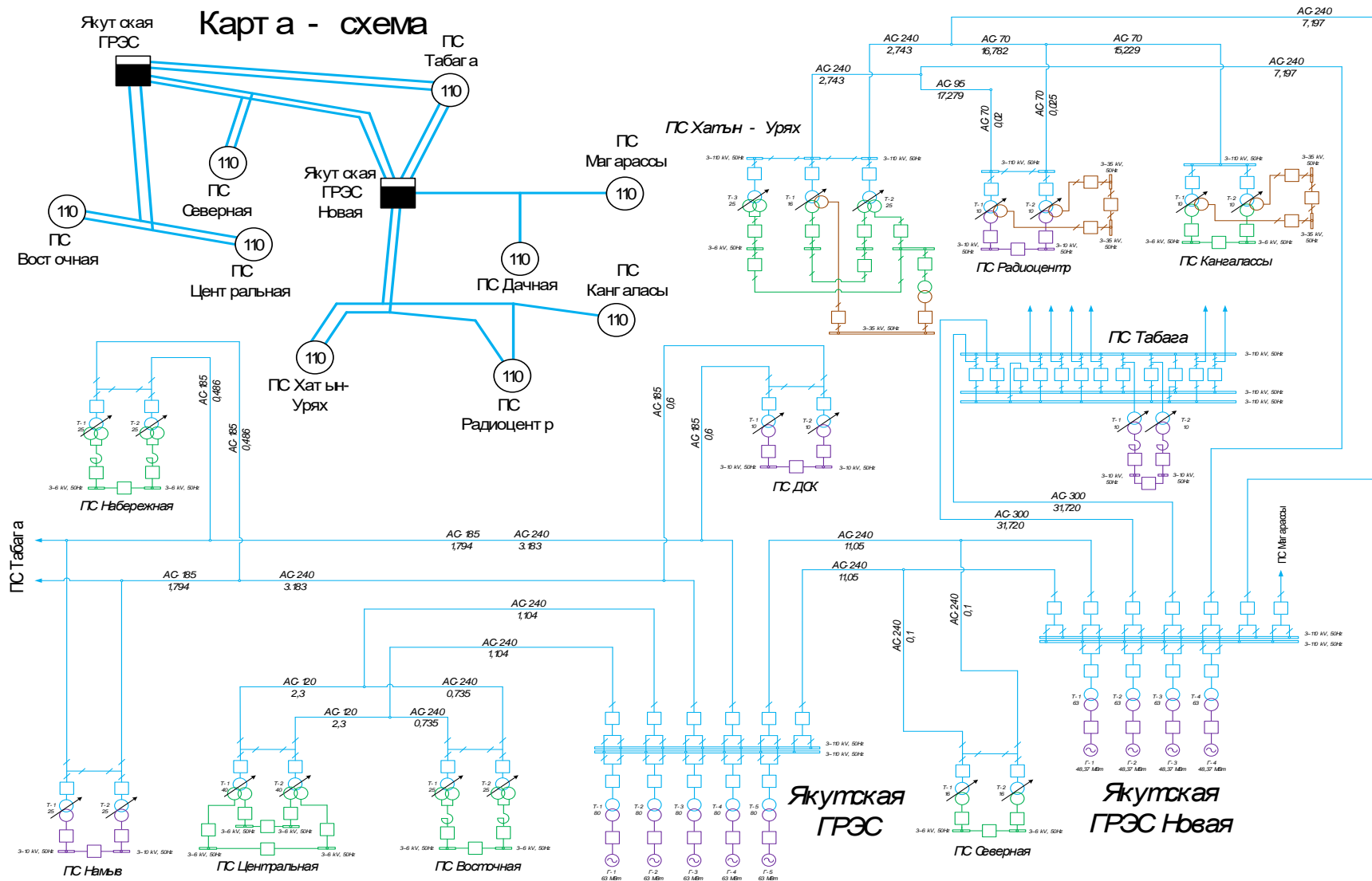


Рисунок 5 – Исходная схема в районе проектирования

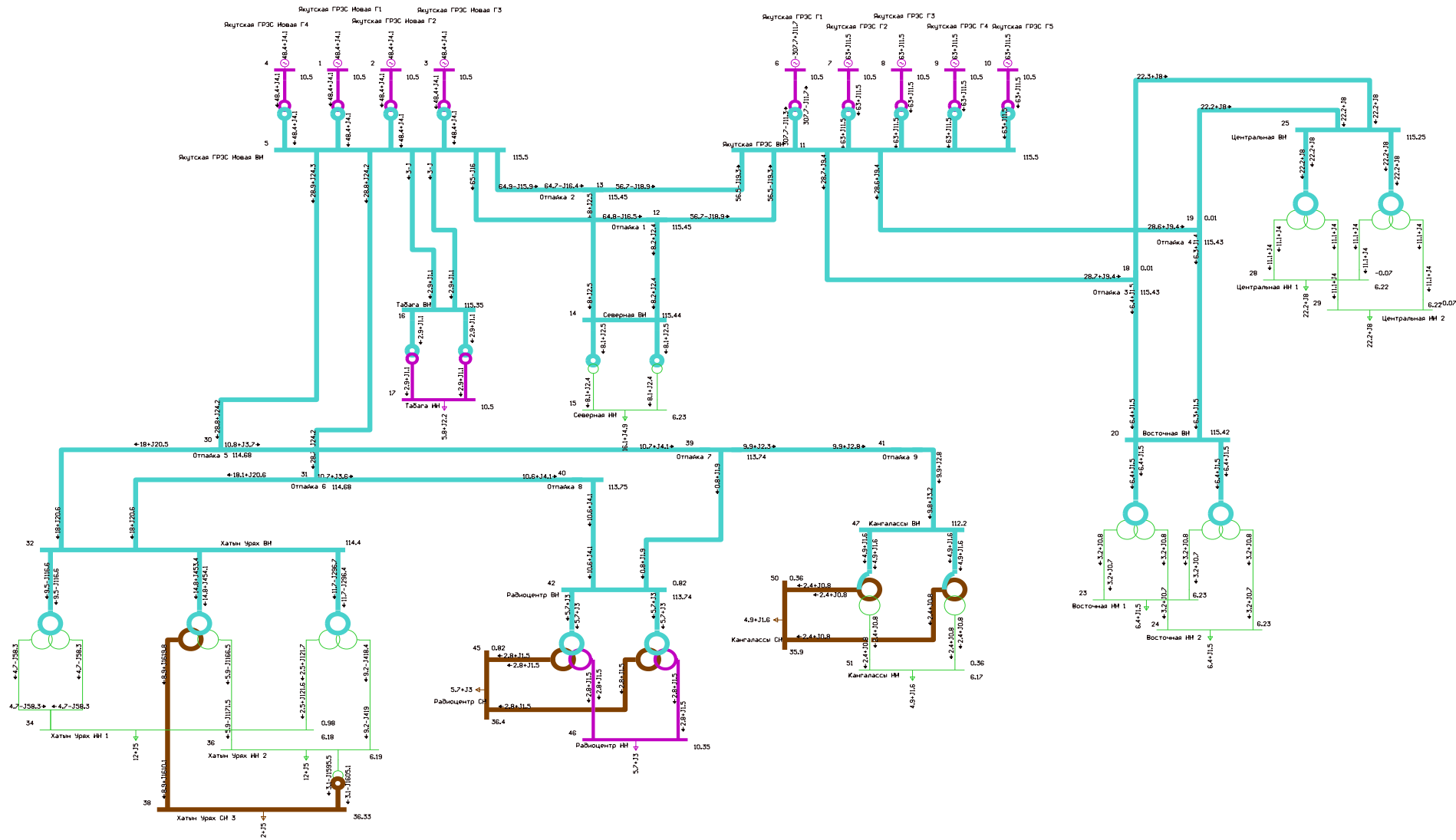


Рисунок 6 – Схема нормального режима существующей сети в районе проектирования

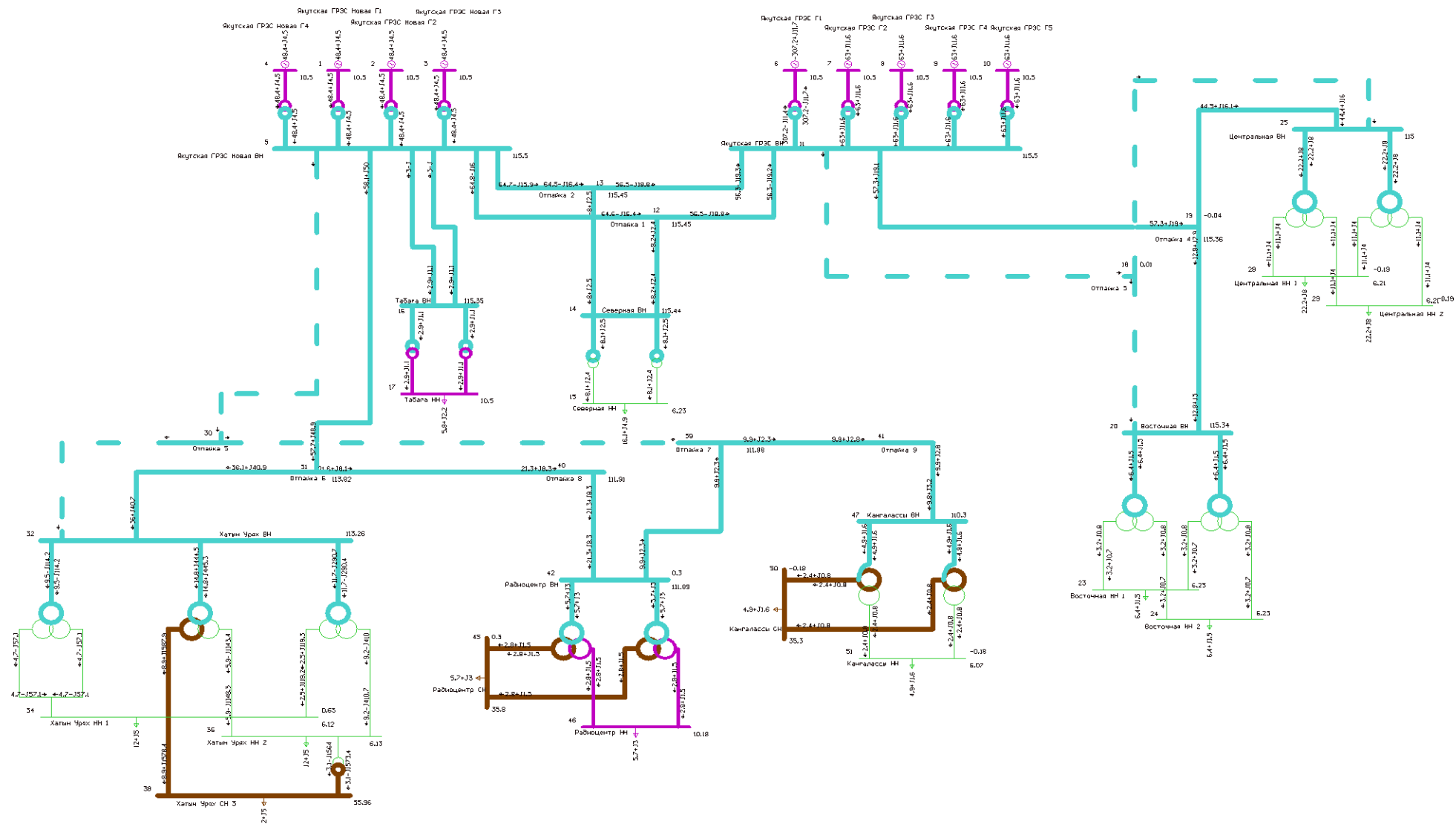


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима в районе проектирования

Значение токов, протекающих в линиях на рассматриваемом участке сети, в послеаварийном режиме типа: отключение линии 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – ПС Радиоцентр с отпайками указаны в таблице 12. Отклонения напряжений в узлах показаны в таблице 13.

Таблица 12 - Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
1	2	3	4	5
5	13	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 2	333,14	55,06
12	11	Отпайка 1 - Якутская ГРЭС ВН	297,96	49,25
13	11	Отпайка 2 - Якутская ГРЭС ВН	298,03	49,26
12	14	Отпайка 1 - Северная ВН	42,53	7,03
13	14	Отпайка 2 - Северная ВН	41,85	6,92
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
11	18	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 3	150,98	24,96
11	19	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 4	150,38	24,86
18	20	Отпайка 3 - Восточная ВН	33,04	5,46
19	20	Отпайка 4 - Восточная ВН	32,55	5,38
18	25	Отпайка 3 - Центральная ВН	118,33	19,56
19	25	Отпайка 4 - Центральная ВН	118,21	19,54
5	30	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 5	0,00	0,00
5	31	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 6	380,94	62,97
30	32	Отпайка 5 - Хатын Урях ВН	36,88	9,46
31	32	Отпайка 6 - Хатын Урях ВН	309,79	79,43
30	39	Отпайка 5 - Отпайка 7	37,94	14,32
31	40	Отпайка 6 - Отпайка 8	79,54	30,02
39	41	Отпайка 7 - Отпайка 9	52,93	19,97
39	42	Отпайка 7 - Радиоцентр ВН	17,04	6,43

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
40	42	Отпайка 8 - Радиоцентр ВН	79,56	30,02
41	47	Отпайка 9 - Кангалассы ВН	53,62	20,23

Таблица 13 – Отклонение напряжений в узлах в нормальном режиме

№ Узла	Название узла	U _{ном} (кВ)	U (кВ)	dU (%)
28	Центральная НН 1	6	6,22	3,72
29	Центральная НН 2	6	6,22	3,72
15	Северная НН	6	6,23	3,90
38	Хатын Урях СН 3	35	35,91	2,60
36	Хатын Урях НН 2	6	6,12	2,05
34	Хатын Урях НН 1	6	6,11	1,84
24	Восточная НН 2	6	6,23	3,88
23	Восточная НН 1	6	6,23	3,88
17	Табага НН	10	10,50	4,97
46	Радиоцентр НН	10	10,23	2,30
45	Радиоцентр СН	35	35,97	2,78
51	Кангалассы НН	6	6,10	1,62
50	Кангалассы СН	35	35,47	1,35

В рассматриваемом районе проектирования самым тяжелый послеаварийный режим получается при отключении одной из ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – ПС Радиоцентр с отпайками, при котором оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ становится нагруженной на 80% по току.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

2.1 Разработка подключения проектируемой ПС к существующей сети

Проанализировав существующую схему в ее текущем состоянии, можно предложить два варианта подключения проектируемой ПС Судоверфь в энергосистему центрального района Республики Саха (Якутия):

1. Включение ПС Судоверфь в линию 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – ПС Радиоцентр с отпайками;

2. Строительство ВЛ 110 кВ от Якутской ГРЭС Новой до ПС Судоверфь;

Приведём таблицу с расчётными данными для двух вариантов подключения ПС Судоверфь.

Таблица 14 – Длины линий и количество выключателей для всех вариантов

Номер варианта	Количество выключателей	Длины линий, км
1	2	4,5
2	4	11,7

Схемы и варианты подключения ПС Судоверфь приведены на рисунках 8 и 9.

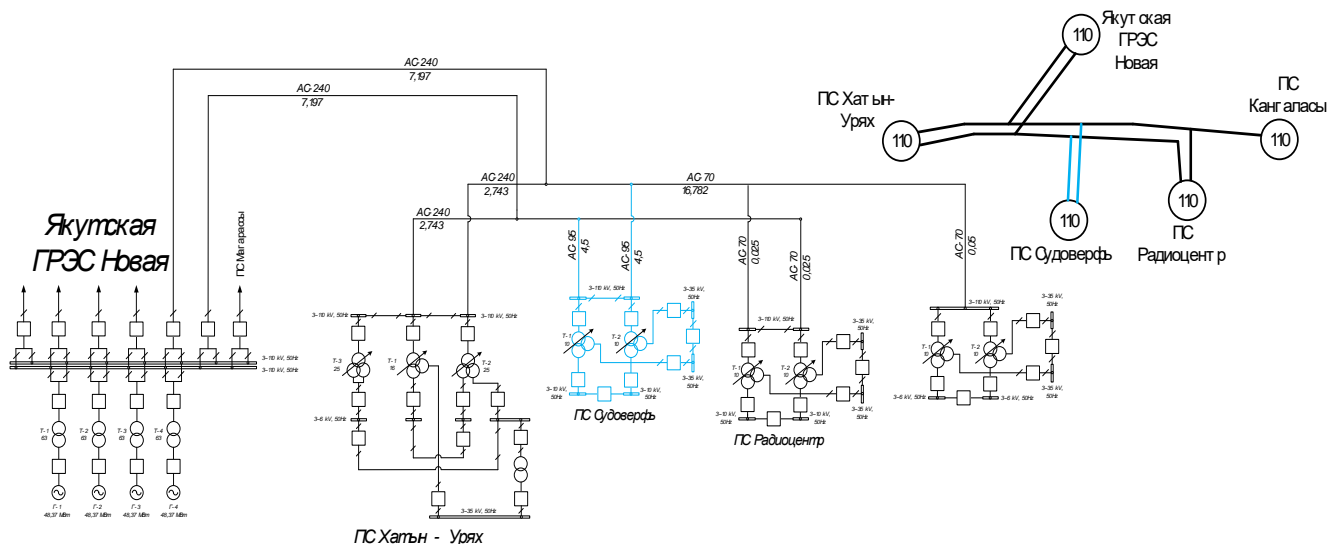


Рисунок 8 – Вариант развития электрической сети центральной части республики Саха (Якутия) №1

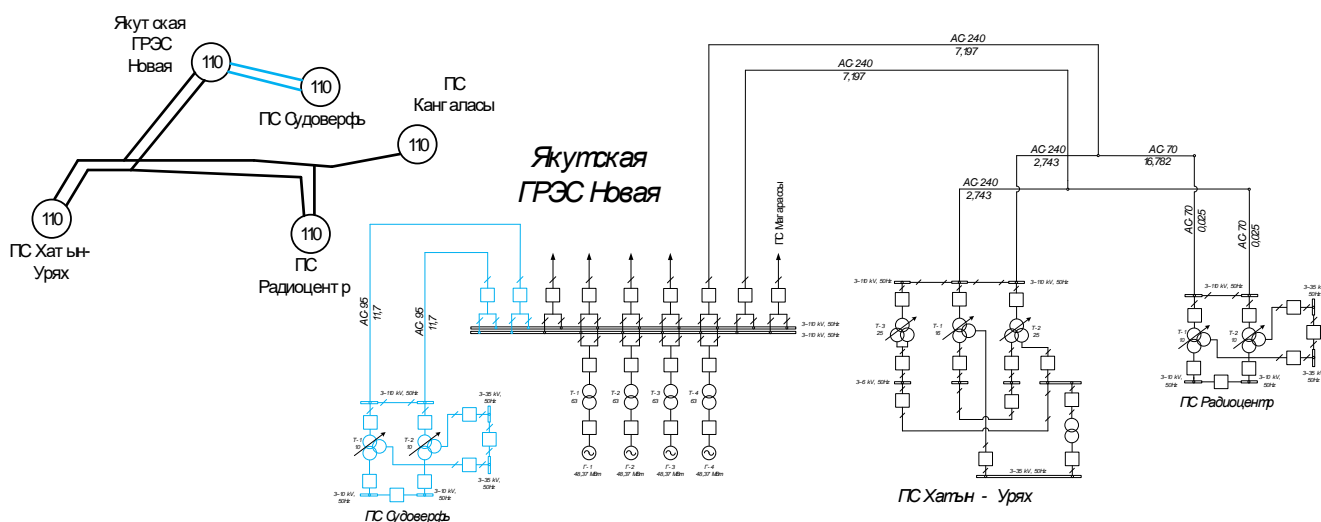


Рисунок 9 – Вариант развития электрической сети центральной части республики Саха (Якутия) №2

Для двух представленных вариантов будет оценена возможность реализации в ПВК RastrWin3 и наиболее выгодный по экономическим показателям из возможных возьмем для дальнейшего проектирования.

2.2 Анализ режимов сетей после подключения ПС Судоверфь

Для того, чтобы доказать возможность реализации предлагаемых вариантов, проведены расчеты новых режимов с включением ПС Судоверфь в электрическую сеть Республики Саха (Якутия) в программном комплексе RastrWin3.

После расчёта послеаварийных режимов составим таблицы токовых нагрузок линий электропередач и таблицы отклонений напряжений в узлах сетей. Полученные при помощи ПВК RastrWin3 расчётные данные для варианта №1 представлены в таблицах 15, 16, 17 и 18. Схема послеаварийного режима сети с указанными перетоками мощностей изображена на рисунке 8. Некоторые линии в районе проектирования выполнены из проводов разных сечений на участках ВЛ, поэтому длительно допустимый ток для проверки токовой загрузки ВЛ вне помещений принимаем по наименьшему сечению [2]. Для анализа послеаварийных режимов будем отключать самую нагруженную линию.

Таблица 15 – Токсовая нагрузка ЛЭП в нормальном максимальном режиме с ПС Судоверфь, включенной в сеть по варианту №1

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
1	2	3	4	5
5	13	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 2	302,65	50,02
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
5	30	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 5	218,95	36,19
5	31	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 6	218,82	36,17
11	18	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 3	150,98	24,96
11	19	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 4	150,38	24,86
12	11	Отпайка 1 - Якутская ГРЭС ВН	267,44	44,21
12	14	Отпайка 1 - Северная ВН	42,50	7,03
13	11	Отпайка 2 - Якутская ГРЭС ВН	267,52	44,22
13	14	Отпайка 2 - Северная ВН	41,87	6,92

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
18	20	Отпайка 3 - Восточная ВН	33,04	5,46
18	25	Отпайка 3 - Центральная ВН	118,33	19,56
19	20	Отпайка 4 - Восточная ВН	32,55	5,38
19	25	Отпайка 4 - Центральная ВН	118,21	19,54
30	32	Отпайка 5 - Хатын Урях ВН	137,97	35,38
30	39	Отпайка 5 - Отпайка 7	58,39	22,03
30	52	Отпайка 5 - Судоверфь ВН	31,82	12,01
31	32	Отпайка 6 - Хатын Урях ВН	138,25	35,45
31	40	Отпайка 6 - Отпайка 8	57,80	21,81
31	52	Отпайка 6 - Судоверфь ВН	31,96	12,06
39	41	Отпайка 7 - Отпайка 9	52,40	19,77
39	42	Отпайка 7 - Радиоцентр ВН	10,35	3,91

Для дальнейшей оценки возможности реализации данного режима требуется отключить самые нагруженные линии. В данном случае отключим линию 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – отпайка 5. В таком случае подстанции Хатын – Урях, Судоверфь, Радиоцентр и Кангалассы будут получать питание по одной ВЛ 110 кВ. Таблица с результатами загрузки линий приведена ниже.

Таблица 16 – Токовая загрузка ЛЭП при отключении ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – отпайка 5 для варианта №1

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
1	2	3	4	5
5	13	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 2	301,70	49,87
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
5	30	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 5	0,00	0,00
5	31	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 6	441,06	72,90
11	18	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 3	150,98	24,96

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
11	19	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 4	150,38	24,86
12	11	Отпайка 1 - Якутская ГРЭС ВН	266,49	44,05
12	14	Отпайка 1 - Северная ВН	42,50	7,03
13	11	Отпайка 2 - Якутская ГРЭС ВН	266,57	44,06
13	14	Отпайка 2 - Северная ВН	41,87	6,92
18	20	Отпайка 3 - Восточная ВН	33,04	5,46
18	25	Отпайка 3 - Центральная ВН	118,33	19,56
19	20	Отпайка 4 - Восточная ВН	32,55	5,38
19	25	Отпайка 4 - Центральная ВН	118,21	19,54
30	32	Отпайка 5 - Хатын Урях ВН	5,82	1,49
30	39	Отпайка 5 - Отпайка 7	41,42	15,63
30	52	Отпайка 5 - Судоверфь ВН	34,76	13,12
31	32	Отпайка 6 - Хатын Урях ВН	281,16	72,09
31	40	Отпайка 6 - Отпайка 8	76,11	28,72
31	52	Отпайка 6 - Судоверфь ВН	99,01	37,36
39	41	Отпайка 7 - Отпайка 9	53,00	20,00
39	42	Отпайка 7 - Радиоцентр ВН	13,25	5,00
40	42	Отпайка 8 - Радиоцентр ВН	76,13	28,73
41	47	Отпайка 9 - Кангалассы ВН	53,69	20,26

По таблице 16 видно, что данный режим технически осуществим, т.к. токовая нагрузка оставшихся в работе ВЛ 110 кВ не превышает длительно допустимых значений. Оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – отпайка 6 загружена на 73%. Отклонения напряжений в данном случае регулируются устройствами РПН. Подробнее параметры данного режима можно увидеть на рисунке 10.

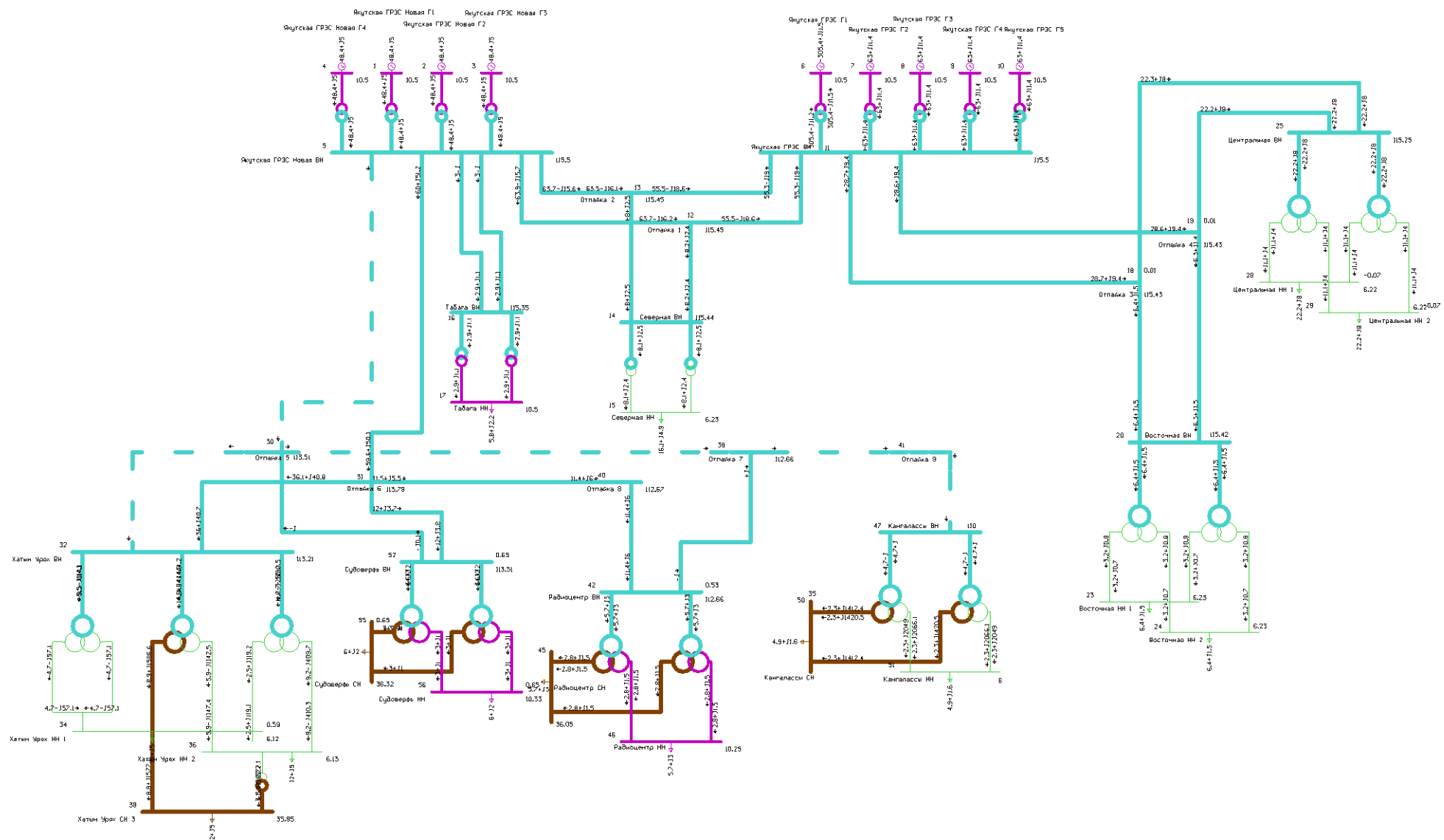


Рисунок 10 – Графика режима при отключении ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – отпаика 6

Таблица 17 – Отклонение напряжений в послеаварийном максимальном режиме для варианта №1

№ Узла	Название узла	Uном (кВ)	U (кВ)	dU (%)
28	Центральная НН 1	6	6,22	3,72
29	Центральная НН 2	6	6,22	3,72
15	Северная НН	6	6,23	3,90
38	Хатын Урях СН 3	35	36,30	3,70
36	Хатын Урях НН 2	6	6,19	3,70
34	Хатын Урях НН 1	6	6,18	2,94
24	Восточная НН 2	6	6,23	3,88
23	Восточная НН 1	6	6,23	3,88
56	Судоверфь НН	10	10,41	4,15
55	Судоверфь СН	35	36,62	4,64
17	Табага НН	10	10,50	4,97
46	Радиоцентр НН	10	10,34	3,42
45	Радиоцентр СН	35	36,37	3,91
51	Кангалассы НН	6	6,17	2,76
50	Кангалассы СН	35	35,87	2,49

Из результатов расчётов послеаварийного режима эквивалента сети, производимого в данной выпускной квалификационной работе, можно сделать вывод о возможности подключения ПС Судоверфь отпайкой от линии 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками (Вариант №1).

Рассмотрим вариант №2 и приведем все расчетные параметры в таблицы 18, 19 и 20. Схема послеаварийного режима сети с указанными перетоками мощностей изображена на рисунке 8.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном максимальном режиме с ПС Судоверфь, включенной в сеть по варианту №2

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
5	12	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 1	303,57	50,18
5	13	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 2	302,80	50,05
12	11	Отпайка 1 - Якутская ГРЭС ВН	267,59	44,23
13	11	Отпайка 2 - Якутская ГРЭС ВН	267,66	44,24
12	14	Отпайка 1 - Северная ВН	42,51	7,03
13	14	Отпайка 2 - Северная ВН	41,88	6,92
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,63	2,20
11	18	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 3	150,98	24,96
11	19	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 4	150,38	24,86
18	20	Отпайка 3 - Восточная ВН	33,04	5,46
19	20	Отпайка 4 - Восточная ВН	32,55	5,38
18	25	Отпайка 3 - Центральная ВН	118,33	19,56
19	25	Отпайка 4 - Центральная ВН	118,21	19,54
5	30	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 5	189,35	31,30
5	31	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 6	189,19	31,27
30	32	Отпайка 5 - Хатын Урях ВН	137,90	35,36
31	32	Отпайка 6 - Хатын Урях ВН	138,24	35,45
30	39	Отпайка 5 - Отпайка 7	58,33	22,01
31	40	Отпайка 6 - Отпайка 8	57,76	21,79
39	41	Отпайка 7 - Отпайка 9	52,35	19,75
39	42	Отпайка 7 - Радиоцентр ВН	10,34	3,90
40	42	Отпайка 8 - Радиоцентр ВН	57,77	21,80
41	47	Отпайка 9 - Кангалассы ВН	53,05	20,02
5	52	Якутская ГРЭС Новая ВН - Судоверфь ВН	31,67	11,95
5	52	Якутская ГРЭС Новая ВН - Судоверфь ВН	31,67	11,95

При данном режиме работы, когда ПС Судоверфь включена в электрическую сеть Республики Саха (Якутия) путем добавления двух ячеек 110

кВ на Якутской ГРЭС Новой, токовая нагрузка оставшейся системы никак не меняется. Этот вариант более подходящий с точки зрения токовой нагрузки системы, т.к. нагрузка ПС Судовой не добавляет нагрузку на уже существующую систему. В качестве аварийного режима рассмотрим полное погашение Якутской ГРЭС Новой. Результаты для данного режима приведены в таблицах 19 и 20, а также на рисунке 8.

Таблица 19 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном максимальном режиме для варианта №2

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
1	2	3	4	5
5	12	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 1	231,85	38,32
5	13	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 2	231,40	38,25
12	11	Отпайка 1 - Якутская ГРЭС ВН	271,98	44,96
13	11	Отпайка 2 - Якутская ГРЭС ВН	271,92	44,95
12	14	Отпайка 1 - Северная ВН	42,32	6,99
13	14	Отпайка 2 - Северная ВН	42,69	7,06
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,86	2,23
5	16	Якутская ГРЭС Новая ВН - Табага ВН	15,85	2,23
11	18	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 3	150,98	24,96
11	19	Якутская ГРЭС ВН - Отпайка 4	150,38	24,86
18	20	Отпайка 3 - Восточная ВН	33,04	5,46
19	20	Отпайка 4 - Восточная ВН	32,55	5,38
18	25	Отпайка 3 - Центральная ВН	118,33	19,56
19	25	Отпайка 4 - Центральная ВН	118,21	19,54
5	30	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 5	190,96	31,56
5	31	Якутская ГРЭС Новая ВН - Отпайка 6	190,80	31,54
30	32	Отпайка 5 - Хатын Урях ВН	138,46	35,50
31	32	Отпайка 6 - Хатын Урях ВН	138,81	35,59
30	39	Отпайка 5 - Отпайка 7	59,19	22,34
31	40	Отпайка 6 - Отпайка 8	58,60	22,11
39	41	Отпайка 7 - Отпайка 9	53,12	20,04
39	42	Отпайка 7 - Радиоцентр ВН	10,41	3,93

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
40	42	Отпайка 8 - Радиоцентр ВН	58,61	22,12
41	47	Отпайка 9 - Кангалассы ВН	53,81	20,31
5	52	Якутская ГРЭС Новая ВН - Судоверфь ВН	32,14	12,13
5	52	Якутская ГРЭС Новая ВН - Судоверфь ВН	32,14	12,13

Таблица 20 – Отклонение напряжений в послеаварийном максимальном режиме для варианта №2

№ Узла	Название узла	U _{ном} (кВ)	U (кВ)	dU (%)
50	Кангалассы СН	35	35,40	1,13
51	Кангалассы НН	6	6,08	1,39
45	Радиоцентр СН	35	35,90	2,56
46	Радиоцентр НН	10	10,21	2,08
17	Табага НН	10	10,36	3,56
55	Судоверфь СН	35	36,35	3,87
56	Судоверфь НН	10	10,34	3,38
23	Восточная НН 1	6	6,23	3,87
24	Восточная НН 2	6	6,23	3,87
34	Хатын Урях НН 1	6	6,10	1,63
36	Хатын Урях НН 2	6	6,11	1,83
38	Хатын Урях СН 3	35	35,83	2,38
15	Северная НН	6	6,19	3,14
29	Центральная НН 2	6	6,22	3,72
28	Центральная НН 1	6	6,22	3,72

С технической стороны данный режим работы осуществим. Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме находится в допустимых пределах. Отклонения напряжений регулируются устройствами РПН.

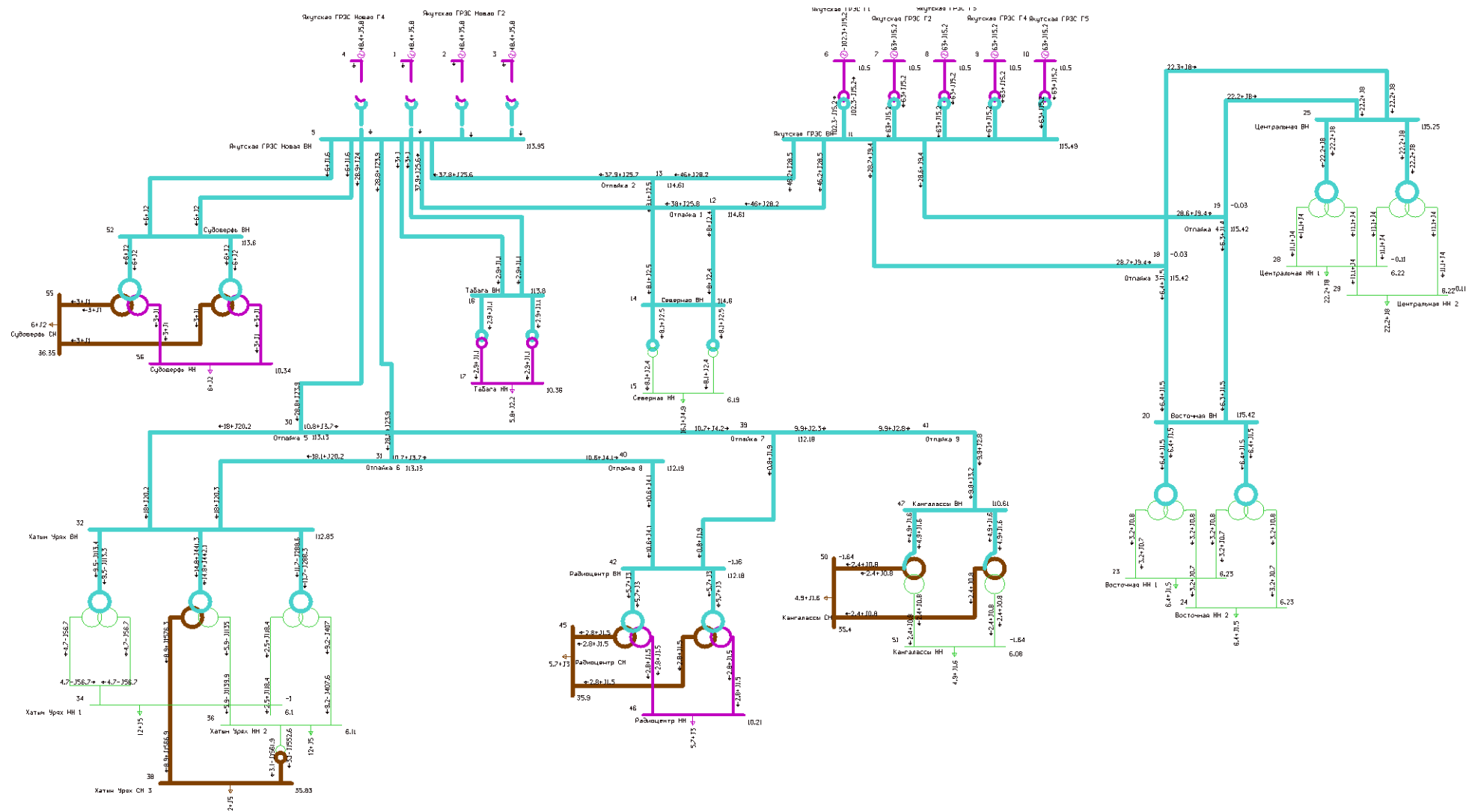


Рисунок 11 – Перетоки мощностей в послеаварийном максимальном режиме для варианта №2

Вариант №2 является осуществимым, так как загрузки всех линий и отклонения напряжений в послеаварийных режимах не выходят за пределы допустимых значений.

Проанализировав значения, полученные в нормальных и послеаварийных режимах, можно сделать вывод о возможности предлагаемых вариантах включения ПС Судоверфь в существующую энергосистему Республики Саха (Якутия). Токи, протекающие по линиям в нормальных и послеаварийных режимах, не превышают предельно допустимые значения. В данных вариантах были выбраны провода марки АС – 70/11 [2]. В послеаварийном режиме максимальное значение тока составляет 65 А, что не превышает допустимое значение для принятого сечения (265 А) [2].

Так как оба предлагаемых варианта развития электрической сети центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) являются осуществимыми, то окончательный выбор для дальнейшего расчета сделаем по экономической выгодности. Сравнив два варианта по длинам линий и количествам выключателей, выбираем для дальнейшего расчета вариант №1.

Таблица 21 – Экономические показатели предлагаемых вариантов проектирования

Номер варианта	Суммарная стоимость выключателей, руб	Суммарная стоимость ЛЭП, руб	Общие затраты, руб
1	23000000	8700000	31700000
2	46000000	22698000	68698000

2.3 Компенсация реактивной мощности

Активную мощность нагрузки электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только в генераторах, но и в

компенсирующих устройствах – статических конденсаторах или синхронных конденсаторах, которые можно установить в любом месте электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности называют ее выработку с помощью компенсирующих устройств.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам:

- 1) в промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;
- 2) возросло потребление реактивной мощности в городских электрических сетях, обусловленное ростом бытовых нагрузок;
- 3) увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями:

- 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- 2) по располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности;
- 3) по отклонениям напряжения;

4) по пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям к трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. Компенсирующие устройства ставят не в начале линии, а в конце. При этом линия разгружается от реактивной мощности. Этим достигается снижение потерь активной мощности и напряжения.

В окончательно выбранном варианте электрической сети после расчетов установившихся режимов мощности КУ должны быть уточнены для обеспечения выполнения баланса реактивной мощности.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств, Мвар:

$$Q_{KYi} = P_{max.i} \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi_\varphi), \quad (7)$$

$$Q_{KY} = P_{max} \cdot (tg\varphi_A - tg\varphi_\varphi) = 12 \cdot (0,41 - 0,4) = 0,12 \text{ Мвар}$$

где P_{max} – максимальная активная мощность проектируемых ПС, МВт;
 $tg\varphi_\varphi$ – экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности, для зимы равен 0.4, для лета 0.5.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств на систему шин, Мвар:

$$Q_{тркушиi} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KYi}}{N_{сш}} \quad (8)$$

$$Q_{тркушиA} = 1,1 \cdot \frac{Q_{трку}}{N_{сш}} = 1,1 \cdot \frac{0,12}{2} = 0,066 \text{ Мвар}$$

По найденному значению выбираем мощность батарей конденсаторов и их количество.

Далее определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск.}i} = Q_{\text{мах.}i} - Q_{\text{КУ}i}^{\text{факт}} \quad (9)$$

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{мах}} - Q_{\text{куф}} = 4 - 0,12 = 3,88 \text{ Мвар}$$

Таблица 22 – Компенсация реактивной мощности зимой для ПС Судоверфь

ПС	Qтр.ку, Мвар	Тип КУ	Qрасч.ку, Мвар	Количес тво, п	Q.факт.ку	Q.неск
1	0,3	УКРЛ(П)57-10,5- 450-150 У3	0,066	1	0,12	3,88

2.4 Выбор мощности трансформаторов

Однотрансформаторные подстанции используются в двух случаях. Во-первых, для объектов III категории электроснабжения. Во-вторых, для потребителей, имеющих возможность резервирования электроснабжения с помощью АВР (автоматического включения резерва) с другого источника питания.

При питании потребителей I и II категории в аварийном режиме на двухтрансформаторной подстанции после срабатывания АВР целый трансформатор принимает на себя нагрузку неисправного. Поэтому его перегрузочной способности должно хватить на время замены вышедшего из строя трансформатора. В нормальном режиме трансформаторы работают недогруженными, что экономически нецелесообразно. Поэтому при аварийной ситуации некоторые потребители III категории электроснабжения отключают от сети.

Перерыв питания объектов II категории ограничен временем в одни сутки. Для восстановления схемы необходим стратегический складской резерв оборудования необходимого для ликвидации аварии. При этом мощность нового трансформатора должна быть идентична заменяемому. Таким образом, сокращается количество резервного оборудования.

Поэтому при расчете и выборе мощности силового трансформатора руководствуются графиком среднесуточной и полной активной нагрузки подстанции, а также длительностью максимальной нагрузки. Если рассчитывается трансформатор, который будет участвовать в электроснабжении объектов жилой инфраструктуры, то учитывают и время года. В зимнее время нагрузка увеличивается за счет включения электрического обогрева, летом – кондиционеров.

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии промышленных предприятий. Мощность силовых трансформаторов выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы. Промышленные предприятия страны увеличивают свою производственную мощность за счет строительства новых цехов, освоения новых или более рационального использования существующих площадей. Поэтому предусматривают возможность расширения подстанций за счет замены установленных трансформаторов более мощными. В связи с этим аппаратуру и ошиновку в цепях трансформаторов выбирают по расчетным параметрам с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности.

$$S_{расчi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_m \cdot K_3} \quad (10)$$

где $S_{расчi}$ - расчетная полная мощность трансформатора;

$P_{срi}$ - средняя активная мощность на соответствующей подстанции;

$Q_{нескi}$ - не скомпенсированная реактивная мощность;

n - количество трансформаторов на подстанции, в данной ВКР на подстанции равно 2.

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7.

$$S_{расч1} = \frac{\sqrt{6^2 + 2^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,52$$

После выбора трансформаторов из стандартного ряда проверяем их по коэффициенту загрузки, чтобы он находился в пределах $0,5 \leq K_3 \leq 0,75$ [2].

Результаты расчета сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор мощности трансформатора

ПС	Кол-во	$S_{расчi}$, МВА	$S_{номi}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	K_3
Судоверфь	2	4,52	10	110	0,45

2.5 Выбор сечения проводов

Провода и кабели различаются материалом и номинальным сечением токоведущей части, поэтому при проектировании выбираются сечения проводов и кабелей, а также материал, из которого они должны быть выполнены.

Для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше применяются сталеалюминевые провода марок АС, АСО, реже АСУ. Сети с меньшими номинальными напряжениями чаще выполняются алюминиевыми проводами. С учетом этих условий, отражающих имеющийся опыт проектирования, выбору подлежат лишь сечения проводов воздушных линий.

Согласно ПУЭ [8] выбор сечений линий электропередачи постоянного и переменного токов напряжением 330 кВ и выше, а также линий межсистемных связей выполняется на основе технико-экономических расчётов.

При выборе проводов и кабелей по условию экономической эффективности принимаются во внимание нормальные длительные рабочие режимы электрических сетей. Как правило, к таким режимам относятся нормальные режимы максимальных нагрузок, однако для отдельных линий максимальная длительная их загрузка может наступить в режиме минимальных нагрузок. Таким примером может быть режим работы линии связи между районом, характеризующимся избыточной генерацией и электростанциями с неизменными графиками работы, и остальной электрической системой. Очевидно, что по линии связи в режиме минимальных нагрузок передается большая мощность, чем в максимальном, такой режим является нормальным рабочим режимом и его следует принимать в качестве расчётного.

В сетях 110 кВ и выше при проектировании передачи воздушными линиями принимаются во внимание другие ограничения. Одно из них определяется необходимостью предотвращения развития коронного разряда на проводах. Характеристики короны определяются величиной напряженности электрического поля на поверхности провода, которая при прочих равных условиях зависит от кривизны этой поверхности и, следовательно, от диаметра провода. При малых диаметрах напряженность электрического поля велика, увеличение диаметра может снизить величину этой напряженности до значений, при которых корона либо вообще не развивается, либо проявляется в незначительной степени.

Выбор и проверку сечений ЛЭП проведем при помощи ПК RastrWin3.

Таблица 24 – Выбранные сечения линий в варианте №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Марка провода
Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками – Судоверфь (цепь 1)	110	АС-70/11
Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками – Судоверфь (цепь 2)	110	АС-70/11

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС СУДОВЕРФЬ

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Исходными данными для расчета токов КЗ является первичная схема с параметрами оборудования. Для расчета токов КЗ для известной первичной схемы необходимо составить схемы замещения прямой последовательности.

Для упрощения расчетов токов КЗ в распределительных сетях 6-10 кВ принято не учитывать ряд факторов:

- переходное сопротивление в месте КЗ. Все повреждения рассматриваются как металлические. Возможность уменьшения тока КЗ из-за наличия переходного сопротивления учитывается коэффициентом чувствительности;

- токи намагничивания силовых трансформаторов и токи нагрузки;

- изменение параметров питающей системы за счет того, что распределительные сети электрически удалены от генераторов энергосистемы.

На схеме замещения источники питания замещаются источниками ЭДС за комплексными сопротивлениями, пассивные элементы - комплексными сопротивлениями.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Расчет токов короткого замыкания производим при помощи ПК RastrWin3.

Результаты расчетов ТКЗ для ПС Судоверфь приведем в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчетов ТКЗ

Точка КЗ	Uном, кВ	$I^{(3)}_{кз}$, кА
1	2	3
ВН Судоверфь	110	4,18
СН Судоверфь	35	6,95
НН Судоверфь	10	15,71

3.2 Выбор схемы ОРУ 110 кВ

В данном пункте рассмотрим выбор схемы соединений открытого распределительного устройства 110 кВ.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категорийность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюсти следующие основные требования:

- надежность работы;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- возможность расширения ОРУ в дальнейшем;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из всего описанного выше, а также согласно нормам и правилам [8], выбираем для ОРУ 110 кВ типовую схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (Схема 4Н). Схема ОРУ предоставлена на рисунке 12.

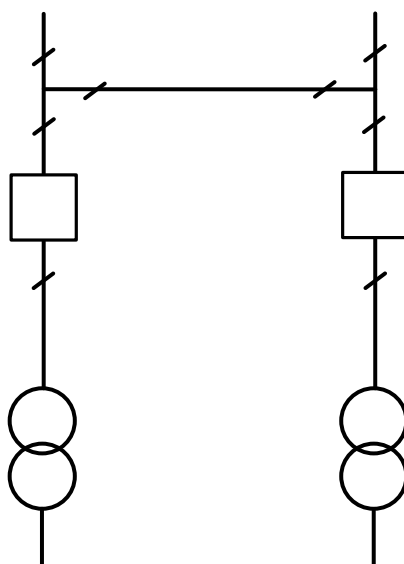


Рисунок 12 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

3.3 Выбор КРУ 35 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [5].

На СН принимаем к установке закрытое распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-65, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 35 кВ.

Распределительное устройство закрытого типа 35 кВ изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него КРУ-СЭЩ-65.

Конструктивные особенности КРУ СЭЩ-65:

- Ячейка КРУ имеет шкафную конструкцию одностороннего обслуживания где располагается выключатель, сборные шины и высоковольтное оборудование линии 35 кВ;

- Ячейки, включая сборные шины, полностью изолированы от контакта друг с другом боковыми стенками, что исключает возможность распространения аварии в соседние ячейки;

- Сборные шины покрыты твёрдой изоляцией, кроме контактов на ответвление, что позволяет уменьшить габариты ячеек и препятствует распространению дуги вдоль сборных шин;

- КРУ оснащается высокочувствительной дуговой защитой с использованием фототиристоров или оптоволоконной дуговой защитой;

- КРУ имеет автоматическое регулирование температуры и влажности.

Таблица 26 – Основные параметры ЗРУ серии КРУ СЭЩ-65-УХЛ1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	1000
Номинальный ток сборных шин	1000
Ток термической стойкости	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	64
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

3.4 Выбор КРУ 10 кВ

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, изображенное на рисунке 13, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630 - 2 000 А.



Рисунок 13 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 27 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

3.5 Выбор выключателей

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его

заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование подороже и понадежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

Центральным элементом открытого распределительного устройства является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры;
- привода.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях, которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие

механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

В процессе отключения первым размыкается главный контакт, в результате чего ток переходит на еще замкнутый подвижный дугогасительный контакт. Это предотвращает эрозию главного контакта. В процессе расхождения контактов образуется дуга. Одновременно с этим контактный цилиндр перемещается в цоколь и сжимает находящийся там элегаз. Сжатый элегаз с высокой скоростью поступает через контактный цилиндр в межконтактный промежуток и гасит дугу.

При отключениях токов КЗ элегаз, находящийся в непосредственной близости от дугогасительных контактов, сильно нагревается вследствие термического воздействия энергии дуги. Это приводит к росту давления в контактном цилиндре. Далее, замкнутый дугогасительный контакт освобождает сопло. При этом элегаз вырывается из контактного цилиндра в сопло и гасит дугу. Клапан обратного удара контактного цилиндра предотвращает передачу высокого давления газа в резервуар нагревания. По этому принципу энергия направляется на создание необходимой компрессии, не растрачиваясь на привод.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

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

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max},$$

где i_{\max} – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{nO}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (11)$$

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (12)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_k = 9,4^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 448 \text{ кА}^2\text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (13)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22.6 \text{ кА.}$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя;

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (14)$$

$$I_{\max p} = 92 \text{ А.}$$

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе ОРУ-110 кВ ВГТ-110 УХЛ 1. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 92 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,27 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$

1	2	3
$B_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 448 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 29, 30 и 31.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 1443 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 700 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

1	2	3
$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 70 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

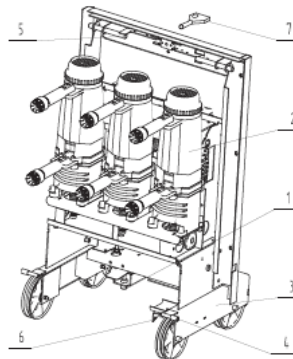


Рис.16. Выкатной элемент выключателя
 1. Фиксатор; 2. Выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П(Э);
 3. Каркас выкатного элемента; 4. Кронштейн управления шторочным механизмом; 5. Запирающее устройство; 6. Узел заземления; 7. Ключ

Рисунок 14 – Выкатной элемент выключателя ячейки КРУ-10 кВ

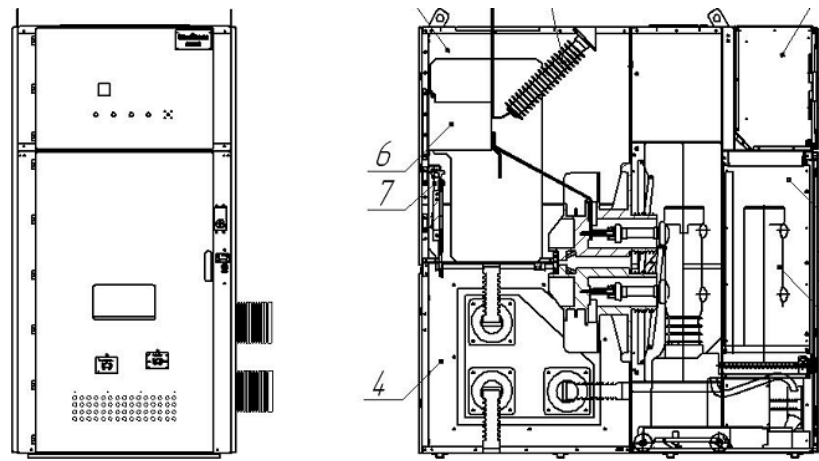


Рисунок 15 – Ячейка с вакуумным выключателем

3.6 Выбор разъединителей

Разъединители и заземляющие устройства КРУ.

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

Ячейки КРУ-10 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы, изображенными на рисунке 16.

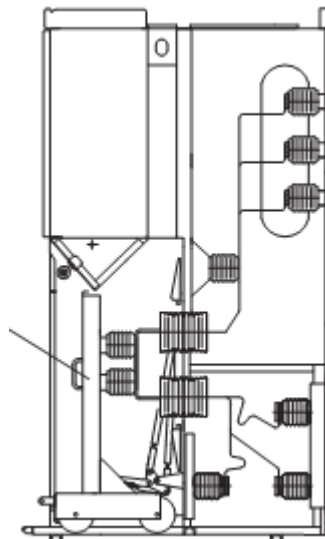


Рисунок 16 – Элемент разъединителя ячейки КРУ-10 кВ

Разъединители и заземляющие устройства КРУЭ.

В разомкнутом положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между элементами ОРУ с различным потенциалом. Они служат для полного отключения распределительного устройства и его компонентов и применяются для секционирования сборных шин и отключения отходящих линий. Два конусообразных проходных смоляных изолятора являются несущими для токопровода и контакта изоляционного промежутка.

Газ в модуле, находящийся под давлением, создает изоляцию высокого напряжения между активными компонентами и металлическим корпусом. В зависимости от расположения распределительного устройства этот модуль может заключаться в различные корпуса, которые позволяют варьировать контактные выводы проводников к соседним модулям. Возможно подключение сразу двух заземлителей. Модули имеют отдельный, а в некоторых случаях и общий с соседними модулями ОРУ, датчик контроля давления элегаза.

Заземлители (например, рабочий заземлитель или заземлитель сборной шины) – это коммутационные аппараты для заземления и шунтирования цепей. Со стороны вывода применяется зачастую заземлитель, реагирующий на допустимый ток включения (быстродействующий заземлитель), чтобы обеспечить свободу величины напряжения и снизить риск для распределительного устройства, например, если противоположная сторона была неправильно отключена. Заземлители в изолированном исполнении используются для измерений и испытаний приборов релейной защиты.

В распределительном устройстве открытого типа штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию,

оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.

5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

3.7 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторами тока (ТТ) принято называть электротехнические устройства, предназначенные для трансформирования величин токов (с больших на меньшие) до требуемых значений, с целью подключения приборов измерения, устройств РЗА. Трансформаторы тока получили широкое применение в энергетике и являются составным элементом любой электростанции или подстанции.

Установка в силовых электроустановках трансформаторов низкой мощности позволяет также обезопасить производство работ, поскольку их использование разделяет цепи высокого / низкого напряжения, упрощает конструктивное исполнение дорогостоящих измерительных приборов, реле.

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

Поскольку сопротивление измерительных устройств незначительно, то принято считать, что все трансформаторы тока работают в режиме близком к КЗ.

Погрешность ТТ определяется в зависимости от:

- сечения магнитопровода;
- проницаемости используемого для производства магнитопровода материала;
- величины магнитного пути.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (15)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (16)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 110 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	5	5	5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}) \quad (17)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (18)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (19)$$

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

$r_{2\text{НОМ}}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (20)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{19,3}{5^2} = 3,86 \text{ Ом} .$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 3,86 - 0,05 = 16,09 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (21)$$

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

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{16,09} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
110	50-100
10	6 - 10

Принимаем кабель с сечением 2,5 мм², тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (22)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТГФ-110. Принятый к установке ТТ представляет из себя сборный отдельностоящий блок опорной металлоконструкции, который предназначается для наружной установки в электроустановках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, в составе открытых распределительных устройств (ОРУ) класса напряжения 110 кВ, в районах с умеренным и холодным климатом, в условиях нормальной и загрязненной атмосферы.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к

количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

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

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 150 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 90 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ $r_{np} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{np.min} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{np.ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

На стороне НН выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЩ-21-У2. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 1385 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ 4, $r_{пр} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{пр. min} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{пр. ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст. а}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

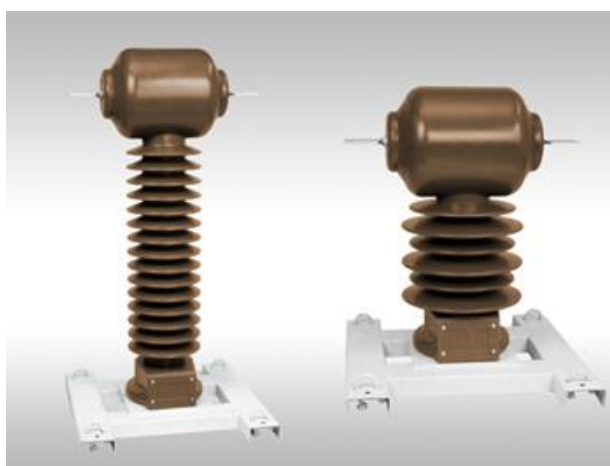


Рисунок 17 – ТТ ТОЛ-СЭЩ-21У2

3.8 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительный трансформатор напряжения служит для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и реле защиты и автоматики.

Для непосредственного включения на высокое напряжение потребовались бы очень громоздкие приборы и реле вследствие необходимости их выполнения с высоковольтной изоляцией. Изготовление и применение такой аппаратуры практически неосуществимо, особенно при напряжении 35 кВ и выше.

Применение трансформаторов напряжения позволяет использовать для измерения на высоком напряжении стандартные измерительные приборы, расширяя их пределы измерения; обмотки реле, включаемых через трансформаторы напряжения, также могут иметь стандартные исполнения.

Кроме того, трансформатор напряжения изолирует (отделяет) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

Трансформаторы напряжения широко применяются в электроустановках высокого напряжения, от их работы зависит точность электрических измерений и учета электроэнергии, а также надежность действия релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Измерительный трансформатор напряжения по принципу выполнения ничем не отличается от силового понижающего трансформатора. Он состоит из стального сердечника, набранного из пластин листовой электротехнической стали, первичной обмотки и одной или двух вторичных обмоток.

Отношение первичного номинального напряжения к вторичному номинальному напряжению называется номинальным коэффициентом трансформации трансформатора напряжения $K_n = U_{1ном} / U_{2ном}$.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (23)$$

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

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

На стороне высокого напряжения 110 кВ устанавливаем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-110-УХЛ1. Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 используется для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью. Основное назначение ТН: передача сигнала измерительной информации устройствам автоматики, приборам измерения и защиты, сигнализации и управления. Имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

Измерительный трансформатор напряжения состоит из:

- первичной обмотки;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 24,2^2} = 35,5 \text{ ВА.} \quad (24)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 37.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 126 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

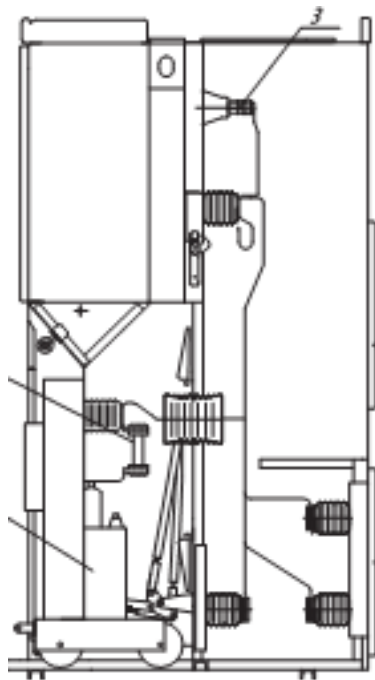


Рисунок 18 – Шкаф трансформатора напряжения ячейки КРУ-10 кВ

3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

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

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение КРУЭ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (25)$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 630/10/0,4.

3.10 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений являются разрядниками, которые не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

К основным характеристикам ограничителей перенапряжений относятся:

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

Для того, чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального

допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \times U_{ном.сети}, \quad (26)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \times 110 = 126, \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (27)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{126}{1,48} = 85,14, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-110/73/10/-УХЛ1.

Удельная энергоемкость принятого ОПН составляет 2,75 кДж/кВ, что позволяет отнести его ко 2му классу энергоемкости. Осуществляем выбор ОПН для СН 35 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 35 = 38,5, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{38,5}{0,9} = 42,78, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П1-35/44/10/2 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

Осуществляем выбор ОПН для НН 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 10 = 11, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{11}{0,9} = 12,3, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

3.11 Выбор аккумуляторных батарей

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оперативным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов собственных нужд, а также компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе с.н. 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях 110 кВ с одним-двумя выключателями ВН и на подстанциях 35 кВ с выключателями ВН. На ТЭС и АЭС выпрямленный ток применяется для управления автоматическими выключателями вводов 0,4 кВ РУ с.н., удалённых от главного корпуса, для блокировки разъединителей, технологической сигнализации на блочных, групповых и резервных ЩУ.

На моей подстанции необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

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

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и коробчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве

электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C. При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Аккумуляторы типа СК (стационарные для кратковременного разряда) выпускаются в 46 типовых исполнениях от СК – 1 до СК – 48. Аккумуляторы типа СК – 1 имеют следующие характеристики:

Таблица 40 – Параметры Аккумуляторов СК –1

Режим разряда, ч	10	7,5	5	3	2	1
Разрядный ток, А	6,3	4,5	6	9	11	18,5
Номинальная емкость, А·ч	36	33	30	27	22	18,5
$U_{\text{наим. доп.}}$, В	1,75					

Разрядные токи и емкости других аккумуляторов определяются умножением соответствующего значения для СК – 1 на типовой номер. Например: аккумулятор СК – 14 имеет разрядный ток получасового разряда $14 \cdot 18,5 = 259$ А. Установившееся напряжение полностью заряженного аккумулятора СК при разомкнутой цепи равно 2,15 В.

Аккумулятор Типа СК – 14 выпускается в закрытом исполнении, в стеклянных сосудах, заливочные отверстия закрыты вентиляционными пробками, что значительно уменьшает унос электролита. В этом аккумуляторе применяются намазные пластины, собранные в плотные блоки.

При расчете аккумуляторных нагрузок используется алгоритм:

Для данной подстанции применяем одну аккумуляторную батарею с элементным коммутатором с подзарядом основных и дополнительных элементов. В таблице 38 показаны нагрузки батареи.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108, \quad (28)$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125, \quad (29)$$

Таблица 41 – Подсчет нагрузок батареи

Вид потребителя	Количество электроприемников	Параметры электроприемников				Расчетные нагрузки, А		
		Номинальная мощность, КВт	Номинальный ток, А	Расчетный ток длительного режима, А	Пусковой ток, А	Аварийный режим, до 30 мин	Толчок тока в начале аварийного режима	Наибольший толчковый ток режима (в конце разряда)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Постоянная нагрузка	-	-	-	20	-	20	20	20
Аварийное освещение	-	-	-	160	-	160	-	160
Приводы выключателей:								
Электромагнитный	1	-	115	-	-	-	115	-
	2	-	4,6	-	-	-	-	9,2
	2	-	2,3	-	-	-	-	4,6
Преобразовательные агрегаты оперативной связи	1	7,2	3,8	30	100	30	100	30
Расчетные величины	-	-	-	-	-	210	235	223,8

4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТИРУЕМОГО ВАРИАНТА СЕТИ

4.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл} = 4,9$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН, РУ СН и РУ НН, стоимость компенсирующих устройств. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту. Капиталовложения будем рассчитывать для двух предлагаемых вариантов проектирования и на их основании выберем самый экономичный.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [7]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (30)$$

$$K = 1,457 \cdot 10^6 + 7,83 \cdot 10^5 = 2,24 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [7]:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (31)$$

$$K_{ПС} = (2 \cdot 42 \cdot 10^3 + 14 \cdot 10^3 + 70 \cdot 10^3) = 168 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств. В дипломном проекте в обеих схемах $K_{КУ}$ получились одинаковыми, следовательно, при расчете капиталовложения их можно не учитывать;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ 110 кВ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [7]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (32)$$

$$K_{ВЛ} = 21,5 \cdot 10^3 \cdot 4,9 \cdot 1,4 \cdot 4,5 = 6,64 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,9$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$ [10].

Таблица 42 – Капиталовложения для всех вариантов проектирования

Вариант проектирования	К _{ПС} , тыс. руб	К _{ВЛ} , руб	К _Σ , тыс. руб
1	168000	6640000	174640
2	252000	17256000	269256

Во втором варианте затраты на строительство ПС больше, т.к. в них учтено строительство двух ячеек 110 кВ на Якутской ГРЭС Новой.

4.2 Расчет потерь электрической энергии

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Определим потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной

мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу № 326.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (33)$$

$$\Delta W = 459,617 + 345,319 = 804,936 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K \quad (34)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \left(\frac{(12)^2 + (4)^2}{110^2} \cdot 4800 \cdot 1,926 + \frac{(12)^2 + (4)^2}{110^2} \cdot 3960 \cdot 1,926 + 236,52 \right)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = 459,617 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где T_3 , $T_Л$ – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \quad (35)$$

$$\Delta W_K = 0,006 \cdot 4,5 \cdot 8760 = 236,52 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,006.

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

Потери в трансформаторах определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ}}^3 + Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ}}^{\text{Л}} + Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^{\text{Л}}}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_{\text{Л}}, \quad (36)$$

$$\Delta W_{TPA} = \frac{14,02^2 + 4,31^2}{110^2} \cdot \frac{4,38}{2} \cdot 4800 + \frac{14,02^2 + 4,31^2}{110^2} \cdot \frac{4,38}{2} \cdot 3960$$

$$\Delta W_{TPA} = 345,319 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $P_{\text{ЭФ}}$, $Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора.

Т.к. в рассматриваемых вариантах проектирования выбраны одинаковые КУ и трансформаторы, то анализ потерь проведем только для ВЛ.

Таблица 43 – Показатели потерь электроэнергии для проектируемых вариантов

Вариант проектирования	$\Delta W_{\text{ВЛ}}$, МВт·ч	ΔW , МВт·ч
1	459,617	804,936
2	1195,284	1540,603

4.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [7]:

$$I = I_{\text{АМ}} + I_{\text{РЭО}} + I_{\Delta W}, \quad (37)$$

$$I = 8732 + 9965,12 + 2012,34 = 20709,46 \text{ тыс.руб.}$$

где $I_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизационные отчисления;

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

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (38)$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 6640 + 0,059 \cdot 168000 = 9965,12 \text{ тыс.руб.}$$

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

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [7]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (39)$$

$$I_{AM} = \frac{174640}{20} = 8732 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [7]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (40)$$

$$I_{\Delta W} = 804,936 \cdot 2,5 = 2012,34 \text{ тыс.руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 2,5руб/МВт·ч.

Таблица 44 – значения издержек для вариантов проектирования

Вариант проектирования	I_{AM} , тыс.руб	$I_{PЭО}$, тыс. руб	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	I_{Σ} , тыс. руб
1	8732	9965,12	2012,34	20709,46
2	13462,8	15006,048	3851,51	32320,358

4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет, так как подстанция Судоверфь является вновь подключаемой.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (41)$$

$$Z = 0,1 \cdot 174640 + 20709,46 = 38173,46 \text{ тыс.руб.}$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования, установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 45.

Таблица 45 – Экономические показатели разработанных вариантов проектирования

№ схемы	Капиталовложения тыс. руб	Стоимость потерь тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	174640	804,936	20709,46	38173,46
2	269256	1540,603	32320,358	59245,958

Проанализировав полученные экономические показатели двух предлагаемых вариантов проектирования ПС Судоверфь можно сделать вывод о экономической эффективности принятого варианта (вариант №1) включения ПС Судоверфь в центральную энергосистему Республики Саха (Якутия). Вариант №1 оказался на 35,57% экономичнее варианта №2.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Релейная защита силового трансформатора на ПС Судоверфь

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземлённой нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Шкаф защит трансформатора «ШЭ2607 041» предназначен в качестве резервной и основной защиты трехобмоточного трансформатора. Реализован на основе терминала БЭ2704V041.

Данный комплекс осуществляет функции резервных и основных защит трансформатора и включает в себя: максимальную токовую защиту стороны СН с пуском по напряжению (МТЗ СН), токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП), максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения с пуском по напряжению (МТЗ ВН), дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ), максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения первой секции с пуском по напряжению (МТЗ НН1), максимальную токовую защиту с низкой стороны с пуском по напряжению (МТЗ НН2), защиту от перегрузок (ЗП), токовое реле для блокирования РПН при перегрузке, токовые реле для включения охлаждения, реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, реле минимального междуфазного напряжения сторон СН, НН1 и НН2, для блокировок РПН, реле максимального напряжения

обратной последовательности со стороны НН1, СН и НН2 для пуска по напряжению МТЗ НН, МТЗ ВН, МТЗ НН2, МТЗ НН1, стороны высокого напряжения трансформатора УРОВ.

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «БЭ2704V041» для защиты трансформатора ТДТН-10000/110 со схемой соединения обмоток Y/ Y / Δ -11-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – треугольник;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Диапазон регулирования РПН: $\pm 9 \cdot 1,78\%$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,5$ с.

Таблица 46 – Токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К1)	$I_{\kappa 1}^{(3)} = 4180 \text{ A}$
На стороне 35 кВ (К2)	$I_{\kappa 2}^{(3)} = 6950 \text{ A}$
На стороне 10 кВ (К3)	$I_{\kappa 3}^{(3)} = 15710 \text{ A}$

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{\kappa 2}^{(3)BH} = \frac{I_{\kappa 2}^{(3)}}{K_m}, \quad (42)$$

где $I_{\kappa 2}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах СН (в точке К2);

K_m – коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений.

По формуле (146) ток трёхфазного короткого замыкания на шинах СН (точка К2), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{\kappa}^{(3)} = 223, \text{ А.}$$

По формуле (146) ток трёхфазного короткого замыкания на шинах НН (точка К3), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{\kappa}^{(3)} = 778, \text{ А.}$$

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением шкафа «ШЭ2607 041». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Методика выбора трансформаторов тока и расчёт номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 47.

Таблица 47 – Выбор трансформатора тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	26,6	165	577
Коэффициент трансформации ТТ	K_i	100 / 5	100 / 5	600 / 5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_i}$	$\frac{26,6 \times \sqrt{3}}{100/5} = 2,4$	$\frac{165 \times \sqrt{3}}{100/5} = 14,289$	$\frac{577 \times 1}{600/5} = 4,88$
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1 А	$I_{номВН};$ $I_{номСН};$ $I_{номНН}.$	2,4	14,289	4,88
Размах регулирования РПН, %	Размах РПН	12		

В соответствии с рекомендациями раздела «Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)», согласно [12], для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой

защиты трансформатора. Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

5.1.1 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без каких-либо блокировок и не имеет торможения.

Согласно, [12], уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Согласно исходным данным максимальный ток внешнего КЗ СН приведенный к стороне ВН равен 3200 А.

Относительное значение этого тока определяется по формуле:

$$I_{кз.внеш} = \frac{I_{к2}^{(3)}}{I_{ном}^{ВН}} \quad (43)$$

$$I_{кз.внеш} = \frac{4180}{26,6} = 157,14, \text{ А.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (44)$$

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

$K_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимается 0,7.

Таким образом, уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \times 0,7 \times 157,14 = 132 \quad (45)$$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки равен:

$$I_{диф} = 132 \times 12 = 1584, \text{ А.} \quad (46)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 равен 2,9 кА.

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\kappa 1}^{(2)}}{I_{диф}} > 2 \quad (47)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4180}{1218,4} = 3,43 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «ШЭ2607 041» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

5.1.2 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Данная ступень предназначена для защиты трехобмоточного трансформатора как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора.

В соответствии с рекомендациями раздела «Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)», [12], базовая уставка $I_{Д1} / I_{ном}$ выбирается в пределах (0,3–0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $I_{Д1} / I_{ном}$ равным 0,3.

Ток срабатывания дифференциальной защиты определяется по формуле:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} , \quad (48)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,0;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, равен 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, равное 0,1;

$\Delta U_{РПН}$ – погрешность номинальных токов трансформатора, обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ – погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН, равная 0,04;

$I_{скв}$ – сквозной ток, проходящий через защиту при внешнем КЗ, А.

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв} . \quad (49)$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) . \quad (50)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен

определяться по выражению:

$$K_{\text{торм.}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс.}} \cdot (K_{\text{пер.}} \cdot K_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) / K_{\text{сн.т.}} \cdot \quad (51)$$

Таким образом:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8;$$

$$K_{\text{торм.}} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65\%.$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{T1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{Д1}}{I_{\text{ном}}} \cdot 100 / K_{\text{торм.}} \quad (51)$$

$$\frac{I_{T1}}{I_{\text{ном}}} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики: $\frac{I_{T2}}{I_{\text{ном}}} = 2.$

Следовательно, условие $\frac{I_{T2}}{I_{\text{ном}}} > \frac{I_{T1}}{I_{\text{ном}}}$ выполняется.

Относительное значение дифференциального тока, приведённое к номинальному току трансформатора, равно:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 442,7 / 16 = 27,7 \text{ о.е.} \quad (52)$$

Относительное значение тормозного тока в реле, равно:

$$\frac{I_{\text{норм.}}}{I_{\text{ном}}} = 0,5 \cdot (442,7 / 16) = 13,80.e. \quad (53)$$

Проверим коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «БЭ2704V041»:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \div \frac{I_{\text{Д1}}}{I_{\text{ном}}} > 2; \quad (54)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{27,7}{0,3} = 92,3 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «БЭ2704V041» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

5.1.3 Расчёт уставок МТЗ-1 (ВН)

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ используется максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных трансформаторах – со стороны источника питания, а на трёхобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки:

$$I_{mo} \geq K_{omc} \cdot I_{к2.КЗ}^{(3)}, \quad (55)$$

где K_{omc} – коэффициент отстройки защиты, равный 1,3;

$I_{к2.КЗ}^{(3)}$ – максимальное значение периодической составляющей тока при трёхфазном КЗ на стороне низшего напряжения, равное 1936 А.

$$I_{mo} \geq 1,3 \times 1218,4 = 1583,92, \text{ А.} \quad (56)$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{1582 \times 1}{100 / 5} = 79,1, \text{ А.} \quad (57)$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «БЭ2704V041».

Принимаем: $I_{cp.mo} = 79,1, \text{ А.}$

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (точка К1):

$$K_{\psi} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{mo}} > 1,2; \quad (58)$$

$$K_{\psi} = \frac{2900}{1582} = 1,83 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «БЭ2704V041».

Время срабатывания токовой отсечки принимается $t_{то}=0,1$ с.

5.1.4 Расчёт уставок МТЗ-2 (ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

Максимальный ток нагрузки трансформатора:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \times U_{ном.ВН}}, \quad (59)$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = 26,8, \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{K_{отс} \times K_{зан}}{K_{\epsilon}} \times I_{наг.ВН}^{max} \quad (60)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,2, [12];

$K_{зан}$ – коэффициент самозапуска двигателей, равен 1,5, [12];

K_{ϵ} – коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит, равен 0,92, [12].

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \times 1,5}{0,92} \times 26,8 = 52,43, \text{ А.} \quad (61)$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимальной-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{52,43}{100 / 5} = 2,6, \text{ А.} \quad (62)$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «БЭ2704V041».

Проверим коэффициент чувствительности МТЗ-2 при КЗ на стороне НН (точка К2):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{\text{мтз}}} > 1,5; \quad (63)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2100}{52,43} = 40,1 > 1,2.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «БЭ2704V041» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимальной-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «БЭ2704V041» по следующей формуле:

$$t_{\text{мтз}} = t_{\text{мах}} + \Delta t, \quad (64)$$

где $t_{\text{мах}}$ – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора, принимается равным 2,0 с;

Δt – степень селективности, принимается равным 0,5 с.

Таким образом, время срабатывания МТЗ-2 ВН принимается равным $t_{то}=2,5$ с. Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «БЭ2704V041».

5.1.5 Расчёт уставок защиты от перегрузки

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки трехобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «БЭ2704V041» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{пер} \geq \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{в.ном}, \quad (65)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки, равен 1,05, [12];

K_{ϵ} – коэффициент возврата токового реле устройства «БЭ2704V041», равен 0,92, [12];

$I_{в.ном}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, для ВН, СН и НН из таблицы 36.

$$I_{перВН} = \frac{1,05}{0,92} \times 2,4 = 2,7, \text{ А.} \quad (66)$$

$$I_{перСН} = \frac{1,05}{0,92} \times 14,289 = 16,3, \text{ А.} \quad (67)$$

$$I_{пер\ HH} = \frac{1,05}{0,92} \times 4,88 = 5,569, \text{ А.} \quad (68)$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит, таким образом:

$$t_{перез} = t_{мтз} + \Delta t, \quad (69)$$

$$t_{перез} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в устройстве «БЭ2704V041».

5.1.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем. Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВF-80/Q, которое имеет квадратный фланец с проходным отверстием 80 мм. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

5.2 Автоматика на ПС Судоверфь

На ПС Судоверфь устанавливаем следующие виды автоматики:

– АВР (автоматический ввод резерва): для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника

питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к отключению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

– АПВ (автоматическое повторное включение): для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

– АЧР (автоматическая частотная разгрузка): для сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории электроснабжения в случае резкого снижения количества активной мощности в сети. Защитное действие АЧР заключается в отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

– АПНУ (автоматическое предотвращение нарушений устойчивости): для сохранения динамической устойчивости и обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

– Автоматика пожаротушения.

6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

6.1 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

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

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2;$$

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

$$d = 16 \text{ мм};$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2; \quad (70)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2, \quad (71)$$

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

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

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2, \quad (72)$$

$$\text{где } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102; \quad (73)$$

$T = 240$ мес - период пользования за 20 лет.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (74)$$

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

Проверка выполнения условия:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (75)$$

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

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

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м}; \quad (76)$$

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

Рассчитаем число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69; \quad (77)$$

Принимаем $m = 8$.

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м}; \quad (78)$$

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

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

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

Условие выполняется.

Рассчитаем длину горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985 \text{ м} \quad (79)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (80)$$

Принимаем: $n_B = 31$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (81)$$

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

Выбираем глубину заложения заземлителей:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (82)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (83)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (84)$$

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

формуле(83):

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13 \quad (85)$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м} \quad (86)$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \text{ Ом} \quad (87)$$

A_{min} - коэффициент подобия;

Принимаем: $A_{\text{min}} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (88)$$

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

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (89)$$

Условие $R_M < 0,5$ выполняется.

6.2 Молниезащита подстанции Судоверфь

Молниезащита - это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и оборудования от возможных взрывов, пожаров и разрушений, возникающих при воздействии молнии. Защита электрооборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов

Нормируется два вида зон:

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

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

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 110 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

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

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (90)$$

где h_0 - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (91)$$

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

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (92)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

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

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45 \text{ м} \quad (93)$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220кВ.
 $h_x=11,35 \text{ м}$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7 \quad (94)$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М1 и М2.

Результаты расчета приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 110кВ, М	Трансформатор, М	Земля, М
М1	6,36	14,03	20,54
М2			
М3	18,7	26,14	32,45
М4			

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие сетей напряжением 110 кВ в связи со строительством воздушной линии электропередачи Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками - Судоверфь.

Для обеспечения технологического присоединения ПС Судоверфь и повышения надёжности потребителей электроэнергии было решено произвести строительство воздушной линии электропередачи Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками - Судоверфь.

7.1 Безопасность

На ПС Судоверфь будет установлен трансформатор ТДТН-10000/110.

На ПС 110 кВ Судоверфь электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки будет обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

4) должна быть обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории подстанции предусмотрена проезжая часть.

Работы, проводимые в электроустановках, должны обеспечивать безопасность человека. Согласно приложения к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 № 903н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Требования Правил распространяются на работодателей - юридических и физических лиц независимо от их организационно-правовых форм и работников из числа электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнического персонала организаций (далее - работники), занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, в том числе работы с приборами учета электроэнергии, измерительными приборами и средствами автоматики, а также осуществляющих управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей.

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности, требования к которой предусмотрены приложением N 1 к Правилам.

Требования Правил, установленные для работников из числа электротехнического персонала, являются обязательными и для работников из числа электротехнологического персонала.

Группа I по электробезопасности распространяется на неэлектротехнический персонал (не относящийся к электротехническому и электротехнологическому персоналу). Перечень должностей, рабочих мест, требующих отнесения производственного персонала к группе I по электробезопасности, определяет руководитель организации (обособленного подразделения). Персоналу, усвоившему требования по электробезопасности, относящиеся к его производственной деятельности, присваивается группа I по электробезопасности с оформлением в журнале, который должен содержать фамилию, имя, отчество работника, его должность, дату присвоения группы I по электробезопасности, подпись проверяемого и проверяющего. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Присвоение I группы по электробезопасности проводится работником из числа электротехнического персонала, имеющего группу III по электробезопасности или специалистом по охране труда, имеющим группу IV

по электробезопасности или выше, назначенным распоряжением руководителя организации.

Оперативное обслуживание электроустановок должны выполнять работники субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала, а также работники из числа административно-технического персонала в случаях предоставления соответствующих прав оперативного (оперативно-ремонтного) персонала, имеющие V группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок выше 1000 В, IV группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок до 1000 В.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные работники в смене - группу не ниже III.

При осмотрах электроустановок, перемещении техники и грузов не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвигаемых лестниц с механическим приводом (далее - механизмы) и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза, гидравлических подъемников, телескопических вышек (далее - подъемные сооружения), а также токопроводящей части стрелы при использовании подъемника (вышки) с изолирующим звеном к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице №1 правил [15].

Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу по электробезопасности не ниже III, осуществляющий оперативное обслуживание данной электроустановки, находящийся на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала, на которого возложены обязанности по организации

технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках (далее - административно-технический персонал), имеющий:

группу V по электробезопасности - при эксплуатации электроустановки напряжением выше 1000 В;

группу IV по электробезопасности - при эксплуатации электроустановки напряжением до 1000 В. Право единоличного осмотра предоставляется на основании ОРД организации (обособленного подразделения).

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

– выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

– ответственный руководитель работ;

– допускающий;

– производитель работ;

– наблюдающий;

– члены бригады.

Работник, выдающий наряд, отдающий распоряжение, определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности; за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасное выполнение работ; за соответствие групп по электробезопасности работников, указанных в наряде, выполняемой работе; за проведение целевого инструктажа ответственному руководителю работ (производителю работ, наблюдающему).

В случае отсутствия работников, имеющих право выдачи нарядов-допусков и распоряжений, при работах по предотвращению аварий или ликвидации их последствий допускается выдача нарядов-допусков и распоряжений работниками из числа оперативного персонала, имеющими

группу IV по электробезопасности, находящимися непосредственно на территории объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электроэнергии. Предоставление оперативному персоналу права выдачи нарядов-допусков и распоряжений должно быть оформлено ОРД организации (обособленного подразделения).

Работник из числа электротехнического персонала, производящий подготовку рабочих мест и (или) оценку достаточности принятых мер по их подготовке, инструктирующий членов бригады и осуществляющий допуск к работе (далее - допускающий), является ответственным за правильность и достаточность принятых им мер безопасности по подготовке рабочих мест и соответствие их мероприятиям, указанным в наряде-допуске или распоряжении, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им целевого инструктажа.

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала, за исключением допуска на ВЛ, КЛ, КВЛ при соблюдении условий, перечисленных в пункте 5.13 Правил. В электроустановках напряжением выше 1000 В допускающий должен иметь группу IV по электробезопасности, а в электроустановках до 1000 В - группу III по электробезопасности.

Производитель работ отвечает:

за соответствие подготовленного рабочего места мероприятиям, необходимым при подготовке рабочих мест и отдельным указаниям наряда-допуска;

за четкость и полноту целевого инструктажа членов бригады;

за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;

за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов (знаков безопасности), предназначенных для предупреждения человека о возможной опасности, запрещении или предписании определенных действий, а также для информации о расположении объектов, использование которых связано с исключением или снижением последствий воздействия опасных и (или)

вредных производственных факторов (далее - плакаты, знаки безопасности), заземлений, запирающих устройств;

за безопасное проведение работы и соблюдение Правил им самим и членами бригады;

за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление;

- вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Вывешивание запрещающих плакатов.

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей, рубильников, автоматов) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты "Не включать! Работают люди".

У однополюсных разъединителей плакаты вывешиваются на приводе каждого полюса, у разъединителей, управляемых оперативной штангой, - на ограждениях. На задвижках, закрывающих доступ воздуха в пневматические

приводы разъединителей, вывешивается плакат "Не открывать! Работают люди".

На присоединениях напряжением до 1000 В, не имеющих коммутационных аппаратов, плакат "Не включать! Работают люди" должен быть вывешен у снятых предохранителей.

Проверка отсутствия напряжения.

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

Установка заземления.

Устанавливать заземления на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения.

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Вывешивание указательных плакатов «Заземлено».

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны и т.п., изготовленные из изоляционных материалов.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи: "Стой! Напряжение" или укреплены соответствующие плакаты.

На ограждениях камер, шкафах и панелях, граничащих с рабочим местом, должны быть вывешены плакаты "Стой! Напряжение".

Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства.

На подстанции при работах во вторичных цепях по распоряжению ограждать рабочее место не требуется.

На подстанции на участках конструкций, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участкам, находящимся под напряжением, должны быть установлены хорошо видимые плакаты "Стой! Напряжение". Эти плакаты может устанавливать работник, имеющий группу III, из числа ремонтного персонала под руководством допускающего.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат "Не влезай! Убьет".

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат "Влезать здесь!".

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат "Работать здесь".

7.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно «Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям

(маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосорник.

На проектируемой подстанции Судоверфь 110 кВ установлены два трансформатора наружной установки марки ТДТН 10000/110/35/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса масла, кг	Масса общая, кг	Габариты трансформатора		
			Высота Н, мм	Длина L, мм	Ширина В, мм
ТДТН-10000/110	13730	34000	5270	5950	3424

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [8] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТДТН-10000/110 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [8].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС 110 кВ Судоверфь установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности

её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 10 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС Судовойрь по паспортным данным имеют полную массу 34 т. Масса масла в трансформаторе составляет 13,7 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{13,7}{0,885} = 15,48 \text{ м}^3, \quad (95)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 – $\rho_m = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$ [6].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2 \quad (96)$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь боковых поверхностей трансформатора, на которые поступает вода при пожаротушении.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] + S \quad (97)$$

$$S' = 2 \cdot [(5,27 \cdot 3,424) + (5,27 \cdot 5,95)] + 57,495 = 156,295 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 28,454 \text{ м}^3 \quad (98)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 28,454 + 15,48 = 43,934 \text{ м}^3 \quad (99)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 8,95 \cdot 6,424 = 57,495 \text{ м}^2, \quad (100)$$

где $L' = L + \Delta = 5,95 + (2 \cdot 1,5) = 8,95 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 5,95 \text{ м}$ - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 3,424 + (2 \cdot 1,5) = 6,424 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 3,424 \text{ м}$ - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТДТН-10000/110 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 45 м³. На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя 0,25 м.

Вычислив объем, занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{43,934}{57,495} + 0,25 + 0,05 = 1,06 \text{ м}, \quad (101)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [8];

$h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 19.

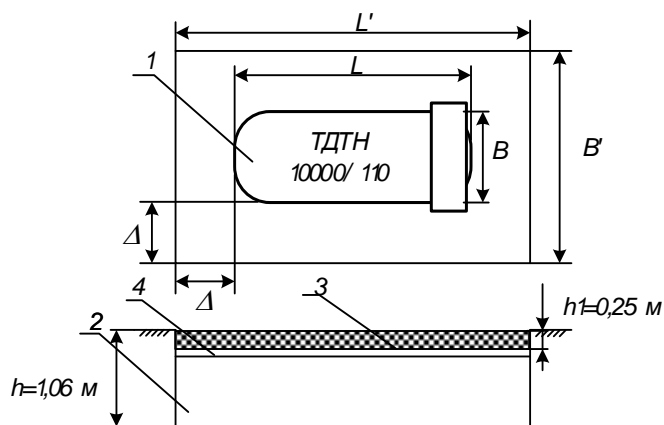


Рисунок 19 – Схема маслоприёмника

На рисунке 19 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент,

фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

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

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

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

Противопожарная защита обеспечивается:

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей,

затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

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

Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации;
- огнетушители;
- пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении,

- относятся пожарные автоцистерны;
- насосно-рукавные автомобили;
- автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна

обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева. Недопустимо хранение огнетушителей на открытом воздухе так, чтобы на них попадали прямые солнечные лучи, дождь и т.п.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При работе над ВКР были выполнены следующие задачи:

1. Сделан анализ существующей сети центрального энергорайона Республики Саха (Якутия);
2. Спрогнозированы нагрузки для оценки режима;
3. Разработаны варианты включения проектируемой подстанции Судоверфь в существующую сеть;
4. Проведен анализ режимов после включения проектируемой подстанции Судоверфь в центральную энергосистему Республики Саха (Якутия);
5. Для самого выгодного по экономическим показателям варианта были выбраны силовые трансформаторы, ЛЭП и другое высоковольтное оборудование;
6. Выбраны ОРУ 110 кВ, а также КРУ 10 кВ;
7. Рассчитаны и установлены устройства релейной защиты и автоматики для силового трансформатора;
8. Сделан экономический анализ предложенных вариантов сети;
9. Рассчитаны параметры заземляющих устройств и молниезащиты;
10. Разработаны разделы БЖД и ЧС для проектируемой подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 2 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 3 Савина Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.
- 4 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2007. - 719 с.
- 5 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 6 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020-2024 годы [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/570789897> (дата обращения: 02.03.2021).
- 7 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ./ Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 8 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 9 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 10 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 11 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL:

<http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 22.02.2021).

12 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.

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

14 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

15 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.

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

17 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.

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

19 Межгосударственный стандарт [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ivpromenergo.ru/page/normativ/GOST-32144-2013.pdf> (дата обращения: 05.03.2021).