

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



_____ Н.В. Савина
« 14 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в Советско-Гаванском районе Хабаровского края

Исполнитель

студент группы 542 об 2


_____ 10.06.2019
подпись, дата

О.О. Сапожник

Руководитель

профессор, канд.техн.наук


_____ 11.06.2019
подпись, дата


Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


_____ 04.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


_____ 14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

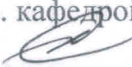
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факкультет энергетический

Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

выпускной квалификационной работе студента Самыгин

Анатолий Александрович

Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электросетей напряжением 35 кВ в Советско-Таванколомском районе Кабардино-Балкарской Республики
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-У)

Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по проектированию электросетей, однопровольные системы кабельного типа

Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

анализ существующей системы проектирования, расчеты, проектирование электросетей, разработка конструктивных особенностей оборудования

Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт, таблицы 3д, программные продукты - 4

Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по проектированию и монтажу сетей

А.Б. Булгаков

Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Месояров Ю.В., к.т.н., проф.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с., 15 рисунков, 38 таблиц, 2 приложения, 34 источника.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе разработан вариант развития энергосистемы Совгаванского района Хабаровского края путем строительства ПС 35 кВ Причал.

В ходе работы были выполнены расчет режима сети; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки оборудования; осуществлен выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы напряжения и тока, шины распределительных устройств, токоведущие части и токопроводы, а также разработка релейная защита трансформатора. В данной работе выполнен экономический расчет, который показал, что рекомендуемый проект строительства рекомендован к реализации.

Описаны правила пожарной и электробезопасности на подстанции.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- ВН – высокое напряжение;
- НН – низшее напряжение;
- РУ – распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ВЛ – воздушная линия;
- ЛЭП – линия электропередач;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика района проектирования	9
1.1 Климатическая характеристика Совгаванского района	9
1.2 Характеристика источников питания	10
1.3 Характеристика электросетей района	11
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Расчет вероятностных существующих характеристик	13
2.3 Расчет вероятностных характеристик электрической нагрузки вновь вводимых подстанций	16
2.4 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций	17
3 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей	19
3.1 Техническое обоснование возможных вариантов подключения новых подстанций к существующей сети	19
3.2 Расчет основных параметров электрической сети для конкурентно-способных вариантов	21
3.3 Выбор элементов схемы сети при ее развитии	22
3.4 Технико-экономический расчет	25
4 Анализ и расчет установившихся режимов в существующих сетях	29
4.1 Выбор начальных данных для расчета режимов в ПВК составление графа электрической сети	29
4.2 Исходные данные для расчета установившегося режима	31
5 Расчет токов короткого замыкания	33
5.1 Общие сведения	33
5.2 Составление схемы замещения	33

5.3	Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	34
5.4	Результаты расчетов тока короткого замыкания	34
6	Выбор и проверка электрических аппаратов	36
6.1	Общие сведения	36
6.2	Выбор и проверка выключателей	37
6.3	Выбор и проверка разъединителей	37
6.4	Выбор ячеек КРУ	39
6.5	Выбор трансформаторов тока	40
6.6	Выбор трансформаторов напряжения	43
6.7	Выбор и проверка токоведущих частей	47
6.8	Выбор и проверка опорных изоляторов	49
6.9	Выбор ограничителей перенапряжений	54
6.10	Выбор и проверка ТСН	56
6.11	Выбор аккумуляторных батарей	57
7	Молниезащита подстанции Причал	60
7.1	Общие сведения	60
7.2	Расчет заземлителя ОРУ 35 кВ	61
7.3	Расчет молниезащиты ПС Причал	62
7.4	Анализ грозоупорности ОРУ 35 кВ	64
8	Защита трансформатора на ПС Причал	65
8.1	Расчет заземления ПС Причал	65
8.2	Расчет молниезащиты ПС Причал	72
9	Автоматика и релейная защита	75
9.1	Расстановка комплексной защиты автоматики	75
9.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС Причал	77
9.3	Автоматика на ПС Причал	86
10	Безопасность и экологичность	88
10.1	Безопасность	88
10.2	Экологичность	91

1 0.3 Чрезвычайные ситуации	96
Заключение	103
Библиографический список	104
Приложение А Расчет заземления и молниезащиты ПС	103
Приложение Б Экономический расчет проектируемой сети	107

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе РФ сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и на базе ускорения научно-технического прогресса повышения эффективности производства.

В области энергетики данные задачи предусматривают увеличение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и грамотную эксплуатацию электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее потреблении, передаче и распределении.

Необходимость проводить электроэнергию к огромному числу потребителей разной категоричности, расположенных по всей территории страны – это главная задача электроэнергетики в целом. Грамотное распределение электроэнергии заключается в уменьшении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого необходимо добиваться при соблюдении всех требований, правил, форм и, главное, качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а так же надежности ее подачи.

В данном дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей напряжением 35 кВ Хабаровского края.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том что скорейший ввод в работу ПС «Причал» позволит создать значительное количество рабочих мест, так необходимых для данного региона, так как основным потребителем данной ПС будет является промышленное производство. Налоговые отчисления в бюджет района получаемые с продаж готовой продукции так же позволят увеличить отчисления на социальные нужды населения и тем самым повысить уровень жизни населения.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Причал» к схеме внешнего электроснабжения.

К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ питания ПС «Причал», выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения ПС «Причал» и номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС. Другими задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС, и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

В процессе выполнения дипломного проекта решены следующие задачи:

- Анализ ЭЭС;
- Разработка вариантов подключения;
- Расчет максимального и минимального режима;
- Выбор релейной защиты и автоматики;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта.

В процессе решения бакалаврской работы были использованы ППК «MathCad-14», «RastrWin-3», а также пакет программ «Microsoft Office- 2010.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Совгаванского района

Совгаванский муниципальный район входит в состав Хабаровского края. Расположен на побережье Татарского пролива Японского моря, в 600 км от города Хабаровска.

Пять муниципальных образований входит в состав. Городское поселение «город Советская Гавань» является центром района. Вдоль побережья, расположены городские поселения «Рабочий поселок Лососина», «Рабочий поселок Заветы Ильича», в центральной части района «Рабочий поселок Майский» и «Гаткинское сельское поселение» находящиеся на небольшом расстоянии друг от друга.

Площадь района составляет 15,6 тыс. км², что составляет 1,98% от всей территории Хабаровского края.

На севере Советско-Гаванский район граничит с Ванинским районом, на западе с Нанайским районом, на юге с Тернейским районом Приморского края. На востоке граница проходит по побережью Татарского пролива, который отделяет его от острова Сахалин.

Почти вся территория района – горная. Значительную часть территории района занимает восточная часть хребта Сихотэ-Алинь. На юго-запад от городских поселений простирается хребет Советский.

Район Советско-Гаванский приравнен к районам Крайнего Севера.

Климат Советско-Гаванского района носит муссонный характер со снежной зимой и влажным летом. В среднем в год выпадает 742 мм осадков. Так же большое влияние на климат оказывают горный рельеф местности и близость моря. Из-за этих фактов на территории района наблюдается смешение флор и фаун, характерных для южной и северной тайги.

Самый теплый месяц - август со средней температурой плюс 16,5

градусов, при максимуме плюс 34 градуса. Осень теплая с ясными днями в октябре. В течение зимнего сезона преобладают ветра юго – западного направления. Самый холодный месяц - январь со среднемесячной температурой минус 16,8 градусов, при минимуме минус 34 градусов. Средняя дата образования снежного покрова 20 - 23 ноября, разрушения его 10 - 12 апреля. Первые осенние заморозки 25 октября.

Таблица 1 – Климатические условия Совгаванского района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	IV
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	2,2
Район по гололеду	VI
Толщина стенки гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, С	-34
Высшая температура воздуха, С°	39

1.2 Характеристика источников питания

Электроснабжение потребителей осуществляется от Хабаровской энергосистемы, собственных источников питания у района нет. Распределение электроэнергии осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ, принадлежащим филиалу ОАО «ДРСК» «Хабаровские сети».

Основным источником электроснабжения района является Майская ГРЭС. Она расположена в поселке Майский. Ее основные показатели:

1. Годовая выработка электроэнергии – 109,8 млн.кВтч;
2. Установленная мощность – 92,9 тыс.кВт;
3. Тепловая мощность – 15,1 Гкал/час;
отпуск теплоэнергии – 44,3 тыс.Гкал;
отпуск электроэнергии – 96,0 млн.кВтч;

Расход топлива:

дизельное топливо- 1,4 тыс.тн;

каменный уголь – 156,7 тыс.тн.

Оборудование будет подлежать реконструкции только после ввода новой ТЭЦ, так как оборудование Майской ГРЭС изношено, износ составляет 95%.

Общая характеристика электрических сетей района

Самую Мощную подстанцию 220/110/35/10 кВ Ванино питает Майская ГРЭС по ВЛ 35 кВ, которая находится в Ванинском районе. Энергию получают подстанции 35/10 кВ Совгаванского района от устаревшей Майской ГРЭС. Перечень подстанций района указан в таблице №1.

Таблица 2 – Подстанции Совгаванского района

№ п/п	Наименование подстанции	Количество и мощность трансформаторов, ед / МВА
1	2	3
1	Ц	1x10 1x16
2	Кислородная	2x10
3	Эгге	2x10
4	РП-4	1x10 1x6,3
5	РП-1	1x3,2 1x4
6	Городская	1x6,3
7	Итого	95,8

По сетям напряжением 35 кВ Советско-Гаванский район связан с рядом подстанций, которые расположены на территории Ванинского района:

- ВЛ-35 кВ п/ст Южная – Майская ГРЭС;
- ВЛ-35 кВ п/ст Южная –Лесозаводская –РП-4(п. Заветы Ильича) – РП-1 – Майская ГРЭС;
- ВЛ-35 кВ п/ст Ванино –Тишкино – Майская ГРЭС.

Электроснабжение Совгаванского района полностью централизованное, локальных электростанций нет. Электроэнергия распределяется по сетям напряжением 10 кВ.

Таблица №3 – Электропотребление Советско-Гаванского района

№	Потребители	Расход электроэнергии, млн. кВтч/год
1	2	3
1	Прочие потребители и потери в сетях.	17,8
2	Транспорт и связь	3,9
3	Промышленность	65,5
4	Сельское и лесное хозяйство	0,5
5	Жилищно-коммунальный сектор	56,1
6	Итого	143,8

В среднем по району расход электроэнергии составляет около 3130 кВтч на человека в год, что составляет ниже среднего показателя по территории страны.

На коммунально-бытовые нужды расход электроэнергии района для населения в среднем составляет 1225 кВтч на человека в год. ОАО «Амурский судостроительный завод» и ООО «Совгаванская судоремонтная компания» являются самым крупным промышленным потребителем электроэнергии в районе.

Имеет ряд недостатков существующая схема электрических сетей, влияющая отрицательно на надежность электроснабжения потребителей:

1. Износ оборудования составляет около 80 %, требуется его реконструкция и замена на более мощное;
2. Ряд подстанций и сетей имеют неравномерную загрузку трансформаторов и соответственно перегружены;
3. Износ сетей 35 кВ составляет около 85 %.

Потребуется значительных инвестиций в развитие энергетики района из-за нехватки генерирующих мощностей, данная проблема является характерной для Советско-Гаванского района.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Задачей данного раздела является расчет вероятностно-статистических характеристик электрических нагрузок.

2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Средней мощностью называют математическое ожидание вероятных значений нагрузки в течение рассматриваемого периода времени. Этот вид нагрузки используют для расчета электропотребления и для выбора мощности силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичная (эффektivная) мощность - это математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. Эта мощность используется при расчете потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{эф}$, $Q_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Под *максимальной мощностью* понимают некую среднюю мощность в период полчасового максимума нагрузки энергосистемы. Максимальная мощность необходима для выбора основного оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

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

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}),$$

где P_{\max} , Q_{\max} - максимальная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}},$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [6].

Минимальная мощность характеризует среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для определения минимальной мощности аналогична формуле которую используют для вычисления максимальной мощности.

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

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где P_{\min}, Q_{\min} - максимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2019 года и представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
1	2	3
Майская ГРЭС	3.75	1.93
Эгге	2.00	0.80
Центральная	10.40	2.00
Кислородная	5.70	2.10
Городская	3.70	1.20
Гишкино	4.70	1.50
Ванино	4.40	1.00
Южная	1.40	0.60
Лесозаводская	0.80	0.30
РП-4	4.90	1.10
РП-1	0.50	0.20

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами: $k_{\phi} = 1,17$, $k_{\max} = 1,2$, $k_{\min} = 0,3$.

Приведём пример расчёта, для ПС Эгге:

$$P_{\text{ср.Эгге}} = \frac{P_{\text{макс.Эгге}}}{k_{\text{макс}}} = \frac{2,00}{1,2} = 1,67 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.Эгге}} = P_{\text{ср.Эгге}} \cdot k_{\phi} = 1,67 \cdot 4,5 = 7,5 \text{ МВт}$$

Вероятностные характеристики для всех остальных ПС для зимы и для лета сведены в приложение 3, подробный расчёт приведён в приложении А.

2.3 Расчет вероятностных характеристик электрической нагрузки вновь вводимых подстанций

Опираясь на имеющиеся данные о развитии Совгаванского района Хабаровского края предполагается ввод ПС Причал.

Планируемые нагрузки ПС взяты по результатам контрольных замеров 2018 года и занесены в таблицу 6.

Таблица 5 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
Причал	2,50	1,10

Расчет вероятностных характеристик выполняется аналогично предыдущему пункту.

Вероятностные характеристики занесены в таблице 7, подробный расчёт приведён в приложении А.

Таблица 6 - Характеристики существующих ПС

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Майская ГРЭС	Зима	3.13	3.59	3.75	1.72	1.98	1.93
	Лето	2.66	3.19	3.19	1.46	1.68	1.64
Эгге	Зима	1.67	1.92	2.00	0.71	0.82	0.80
	Лето	1.42	1.70	1.70	0.61	0.70	0.68
Центральная	Зима	8.67	9.97	10.40	1.79	2.05	2.00
	Лето	7.37	8.84	8.84	1.52	1.75	1.70
Кислородная	Зима	4.75	5.46	5.70	1.88	2.16	2.10
	Лето	4.04	4.85	4.85	1.59	1.83	1.79
Городская	Зима	3.08	3.55	3.70	1.07	1.23	1.20
	Лето	2.62	3.15	3.15	0.91	1.05	1.02
Тишкино	Зима	3.92	4.50	4.70	1.34	1.54	1.50
	Лето	3.33	4.00	4.00	1.14	1.31	1.28

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
Ванино	Зима	3.67	4.22	4.40	0.89	1.03	1.00
	Лето	3.12	3.74	3.74	0.76	0.87	0.85
Южная	Зима	1.17	1.34	1.40	0.54	0.62	0.60
	Лето	0.99	1.19	1.19	0.46	0.52	0.51
Лесозаводская	Зима	0.67	0.77	0.80	0.27	0.31	0.30
	Лето	0.57	0.68	0.68	0.23	0.26	0.26
РП-4	Зима	4.08	4.70	4.90	0.98	1.13	1.10
	Лето	3.47	4.17	4.17	0.83	0.96	0.94
РП-1	Зима	0.42	0.48	0.50	0.18	0.21	0.20
	Лето	0.35	0.43	0.43	0.15	0.17	0.17

Таким образом, рассчитаны вероятностные характеристики, необходимые для дальнейшего проектирования.

Так как выбор технических решений осуществляется на перспективу, требуется прогнозирование нагрузок на год ввода объектов.

2.4 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Этот раздел является основным, так как от результата нахождения вероятностных характеристик будет зависеть выбор оборудования проводов, подстанций, и опор линий электропередач.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

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

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0455 [7].

$t_{\text{прог}}$ – год для которого определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 5, пункта 1.2.2 и таблице 6, пункта 1.2.3.

Далее в таблице 9 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет.

Таблица 9 - Характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Майская ГРЭС	Зима	3.13	3.59	3.75	1.72	1.98	1.93
	Лето	2.66	3.19	3.19	1.46	1.68	1.64
Эгге	Зима	1.67	1.92	2.00	0.71	0.82	0.80
	Лето	1.42	1.70	1.70	0.61	0.70	0.68
Центральная	Зима	8.67	9.97	10.40	1.79	2.05	2.00
	Лето	7.37	8.84	8.84	1.52	1.75	1.70
Кислородная	Зима	4.75	5.46	5.70	1.88	2.16	2.10
	Лето	4.04	4.85	4.85	1.59	1.83	1.79
Городская	Зима	3.08	3.55	3.70	1.07	1.23	1.20
	Лето	2.62	3.15	3.15	0.91	1.05	1.02
Тишкино	Зима	3.92	4.50	4.70	1.34	1.54	1.50
	Лето	3.33	4.00	4.00	1.14	1.31	1.28
Ванино	Зима	3.67	4.22	4.40	0.89	1.03	1.00
	Лето	3.12	3.74	3.74	0.76	0.87	0.85

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
Южная	Зима	1.17	1.34	1.40	0.54	0.62	0.60
	Лето	0.99	1.19	1.19	0.46	0.52	0.51
Лесозаводская	Зима	0.67	0.77	0.80	0.27	0.31	0.30
	Лето	0.57	0.68	0.68	0.23	0.26	0.26
РП-4	Зима	4.08	4.70	4.90	0.98	1.13	1.10
	Лето	3.47	4.17	4.17	0.83	0.96	0.94
РП-1	Зима	0.42	0.48	0.50	0.18	0.21	0.20
	Лето	0.35	0.43	0.43	0.15	0.17	0.17
Причал	Зима	2.08	2.40	2.50	0.98	1.13	1.10
	Лето	0.35	2.13	2.13	0.83	0.96	0.94

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

3 РАЗРАБОТКА КОНУЦРЕНТНО СПОБНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1 Техническое обоснование возможных вариантов подключения новых подстанций к существующей сети

В данном разделе предложены варианты реконструкции сетей Советско-Гаванского района.

С экономической точки зрения, общие принципы, принятые для целесообразного формирования электрических сетей, могут быть сформулированы:

1) По возможности, схема электрической сети должна быть простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по самому кратчайшему пути - это обеспечивает снижения себестоимости сооружения линии, экономию потерь электроэнергии и мощности;

2) Необходимо проектировать электрические сети с возможно минимальным количеством трансформаций напряжения, что снизит необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также – потери мощности и электроэнергии;

1) Совокупность схемы сети и номинального напряжения должны обеспечивать нужное качество электроснабжения потребителей и соответствовать техническим ограничениям оборудования линий и подстанций (а так же потока в различных режимах сети , по механической прочности и т.п.)

В связи, с вышесказанным, к рассмотрению можно предложить следующие варианты:

А. Подключение распределительного пункта Причал к ПС Южной с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности. Технологическое присоединение осуществляется на стороне 10 кВ. Поскольку подключение распределительного пункта Причал

осуществляется на напряжении 10 кВ и расстояние от ПС Южной до РП Причал около 1 км, следовательно проект будет иметь большие потери при передаче электроэнергии до потребителя. Этот вариант будет экономически не целесообразен, что отрицательно функционирование электрической сети.

Б. Перевод подстанции Южная напряжением 35 кВ на класс напряжения 110 кВ. Данный вариант не является целесообразным поскольку требует больших инвестиций и в конечном итоге уровень приведенных затрат будет выше, но достоинством данного проекта является то, что потери для данного класса напряжения будут значительно ниже.

В. Перевод подстанции Лесозаводская напряжением 35 кВ на класс напряжения 110 кВ. Но данный вариант так же не будет целесообразным поскольку объем капиталовложений будет выше в связи с увеличением протяженности линий.

Г. Проектирование, строительство и ввод новой подстанции Причал напряжением 35 кВ имеет ряд неоспоримых преимуществ. Они заключаются в следующем: во-первых потери при напряжении 35 кВ значительно меньше, чем при напряжении 10 кВ ; во-вторых в связи с активным развитием района станет возможно подключение новых потребителей.

Из всех вышеперечисленных вариантов, варианты А и Г являются наиболее экономическими целесообразными. Оба предложенных варианта электрической сети приведены на листе 2.

Поскольку вариант А будет хуже, чем вариант Г, что связано с большими потерями на линиях 10 кВ далее будет принят к рассмотрению вариант Г.

3.2 Расчет основных параметров электрической сети

Выбор типов схем РУ подстанций

Руководствуясь требованиями по надежности, числом подходящих к подстанции линий, классом номинального напряжения, выберем для каждой подстанции типы РУ ВН [9]. Данные приведем в таблице 9.

Таблица 9 – Тип РУ ВН

Наименование ПС	Класс номинального напряжения,кВ	Тип РУ ВН
1	2	3
Причал	35	Мостик

Далее определим суммарную длину линий в одноцепном исполнении.
Рассчитаем количество выключателей.

Суммарная длина находится по формуле, км:

$$L_{\Sigma} = \sum L_{ij} \quad (6)$$

Суммарная длина линий примет следующее значение:

$$L_{M-K} = 1+1 = 2 \text{ км.}$$

Так же рассчитаем количество выключателей в предполагаемом варианте подключения. На подстанциях типа «мостик» возьмем 3 выключателя.

3.3 Выбор элементов схемы сети при ее развитии

Выбор сечений проводников.

Для выбора сечения проводов для проектируемой сети учитываются: пропускная способность сечения по нагреву в послеаварийных условиях; технико-экономических показателей; прочности механической проводов воздушных линий; условия образования короны (должна отсутствовать заметная потеря мощности на корону при благоприятной погоде и не относительно больших грозových потерях электроэнергии). В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбирается по экономическим токовым интервалам. Для этого нужно определить расчетную токовую загрузку данной линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (7)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации и равен 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы;

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}} \quad (8)$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой.

Потоки максимальной активной и реактивной мощности посчитаны ранее (расчеты приведены в приложении Б).

Максимальный ток, текущий по участку Южная- Причал, кА:

$$I_{\max.M-A} = \frac{\sqrt{2.5^2 + 1.92^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 0,026 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,026 = 0,031 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываем другие максимальные и расчетные токи этой схемы. Расчеты приведены в приложении Б.

Рассчитанные значения расчетного тока для обоих вариантов указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Расчетные токи на ВЛ

Участок сети	Расчетный ток, кА
1	2
Южная-Причал	0,031

Определяем марки проводов ВЛЭП по экономическим токовым интервалам [10] таблица 11, после расчета максимальных и расчетных токов в зависимости от района строительства ВЛ, района по гололеду и числа цепей, номинального напряжения, материала опор.

Таблица 11 –Марки проводов воздушных линий электропередач

Участок сети	Марка провода
Южная-Причал	АС – 70/11

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

В обычных условиях эксплуатации мощность трансформатора должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, которые подключены к данной подстанции. Помимо этого, необходимо учитывать категорию потребителей обеспечиваемую электроэнергией и в случае аварии на одном из установленных на подстанции.

Расчет мощности необходим для выбора трансформатора из каталога, МВА:

$$S_{P,i} = \frac{\sqrt{P_{CP,i}^2 + Q_{неск,i}^2}}{n \cdot K_{3,i}}, \quad (9)$$

где P_{CP} – значение среднее активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимая равным 0,7).

Значения средней активной мощности и реактивной мощности рассчитаны и приведены в приложении Б, подставив их в формулу (12)

посчитаем расчетную мощность трансформаторов на подстанции «Причал», МВА:

$$S_{P.Атласово} = \frac{\sqrt{2.8+1.6}}{2 \cdot 0.7} = 2.02 \text{ МВА}$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора, следовательно, на подстанции Причал будут установлены два трансформатора ТМН 2500/110. Проверяем по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы выбранный трансформатор:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (10)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

На ПС значение коэффициента загрузки составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{2,08+0,98}}{2 \cdot 2,5} = 0,558.$$

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4. \quad (11)$$

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{2.08+0.98}}{(2-1) \cdot 2.5} = 0.916 \leq 1.4.$$

3.4 Технико-экономический расчет

Расчет капитальных вложений.

Выполняем расчет по укрупненным показателям. По линиям определяют капитальные вложения с учетом коэффициента трассы. На год выполнения проекта производим Расчет, т. е. учитываем коэффициент инфляции ($K_{инфл}=4,04$). После определим капитальные вложения по подстанциям, так же считаем постоянную часть затрат, себестоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость силовых трансформаторов, так же стоимость компенсирующих устройств. Для рассматриваемого варианта определяем суммарные капитальные вложения.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач, млрд.руб:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (12)$$

На сооружение подстанций капиталовложения состоят из: капиталовложений необходимых для покупки трансформаторов, устройств для компенсации реактивной мощности, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат которые включают затраты на подвода коммуникаций, благоустройство территории, покупку земли, млрд.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (13)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ;

Стоимость электрооборудования определяется для текущего года при помощи коэффициента инфляции ($K_{\text{ИНФ}} = 4,04$).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{\text{ПС}} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (14)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛЭП.

Расчеты капиталовложений приведем в приложении.

Получили,

$$K_{\text{ПС}} = 1.553 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{ВЛ}} = 2.892 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$K = 1.556 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчет потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии определяем для летнего и зимнего периодов. Рассчитаем потери в компенсирующих устройствах, линиях, трансформаторах. По среднеквадратичной мощности определим нагрузочные потери, с учетом компенсации реактивной мощности. Потери холостого хода в течение всего года являются условно-постоянными потерями для трансформаторов. Потери на корону– это условно-постоянные потери для воздушных линий [6].

Потери электроэнергии можно рассчитать по эффективным мощностям и они включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (15)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (16)$$

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

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

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (17)$$

где ΔP_K – для каждого уровня напряжения среднегодовые потери на корону.

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_Г, \quad (18)$$

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

$R_{\text{ТР}}$ – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$ – годовое количество часов.

Рассчитав по этим формулам потери получили:

$$\Delta W = 732.5 + 1146.62 = 1.879 \cdot 10^3 \text{ МВт·ч};$$

Расчет эксплуатационных издержек

На эксплуатацию ежегодные издержки сети включают в себя:

- 1) себестоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$);
- 2) издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{РЭО}$);
- 3) издержки на амортизацию (I_{AM}).

По формуле определяются издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (19)$$

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

За рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет) издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (20)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (21)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент

$$C_{\Delta W} = 2,08 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Вычислим издержки на амортизацию (23):

$$I_{AM1} = \frac{1.556 \cdot 10^8}{20} = 7.778 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W1} = 2.08 \cdot 1.884 \cdot 10^6 = 391.834 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Найдем издержки для обоих вариантов по формуле (25), тыс.руб:

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (22)$$

$$I_1 = 1.946 \cdot 10^7 \text{ тыс.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (23)$$

где E – норма дисконтирования. Зависит данная величина от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,0825$) [11];

K – капиталовложения, которые необходимы для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет, с найденными капиталовложениями и издержками по вышеуказанным формулам, получим:

$$Z = 0.1 \cdot 1.556 \cdot 10^8 + 1.946 \cdot 10^7 = 3.502 \cdot 10^7 \text{ млрд.руб.}$$

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЯХ

4.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов в ПВК

Расчет установившегося режима будем производить при помощи ПВК «RastrWin3».

Программный комплекс «RastrWin3» используется для решения задач по анализу, расчету и оптимизации режимов электрических систем и сетей. «RastrWin3» является базовой программой более чем в 150 организациях на территории России, Молдовы, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты [12]. Модули расчетные:

- расчет сетей произвольного размера и сложности установившихся электрических режимов, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Расчет всех электрических параметров режима полный (напряжения, потоки, токи и потери реактивной и активной мощности во всех ветвях и узлах электрической сети);

- проверка первоначальной информации на физическую и логическую непротиворечивость;

- расчет с учетом частоты режимов установившихся;

- эквивалентирование электросетей;

- оптимизация по уровням напряжения электрических сетей, распределению реактивной и мощности потерям мощности;

- определение опасных сечений, расчет предельных режимов энергосистемы по передаваемой мощности;

- по характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения – структурный анализ потерь мощности;

- учет изменения сопротивления автотрансформатора связанный с изменением положений РПН;

- изменение положений вольтодобавочных трансформаторов и расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;

Для расчета в программе необходимо знать начальные данные по нагрузке, схемам и генераторам электросети в форме, понятной RastrWin3.

Для этого необходимо:

- обозначив все узлы и ветви на схеме, изобразить схему,;
- обозначить все номера узлов сети, учитывая все промежуточные узлы.

Так же, электрическая станция может быть задана несколькими узлами – шины за трансформатором и шины генераторного напряжения.

Электрическим шинам соответствует узел в исходных данных программы.

Сквозная нумерация необязательна, номер узла должен быть индивидуальным положительным числом,;

- для каждого узла нанести на схему и определить его номинальное напряжение;

- для узлов нагрузки определить реактивную и активную мощность потребления;

- определить продольное сопротивление и проводимость на землю для линий электропередачи (ЛЭП) (емкостный характер отражается знаком минус и проводимость задается в микросименсах);

- сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему, определяется для трансформаторов (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);

- определить модуль напряжения и его узла номер балансирующего.

После выполнения всех вышеперечисленных операций перейдем к расчету установившегося режима. Схема существующей электрической сети приведена на листе 1.

4.2 Исходные данные для расчета установившегося режима

В пункте выше были обозначены исходные данные, обязательные для расчета установившегося режима в ПВК «RastrWin3». Необходимые данные были получены из [13] и приведены в таблице К.1 и К.2 приложения К.

Таким образом, были сведены таблицу все необходимые параметры для расчета максимального и минимального режимов проектируемой сети.

4.3 Расчет режима

Используя приведенные выше исходные данные, а так же максимальную нагрузку в зимний период, проведем расчет максимального режима с помощью выбранного ПВК. В таблице 15 приведены результаты расчета режима. В них отображена информация о напряжении в узлах.

Таблица 12 – Напряжения в узлах, расчет в ПВК

Подстанция	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ
Эгге	35.4	10.07
Центральная	33.19	9.51
Кислородная	33.22	10.60
Городская	32.90	9.47
Тишкино	33.80	9.59
Ванино	109.68	9.55
Южная	34.37	10.41
Лесозаводская	34.39	10.28
РП-4	34.85	10.03
РП-1	36.29	10.42
Причал	34.23	10.58

Таблица 13 – Поток мощности в начале и конце линии

Участок сети	Поток мощности в конце линии	Поток мощности в конце линии
1	2	3
Майская ГРЭС - Эгге	10.7+j5.9	10.5+j5.5

Продолжение таблицы 13

1	2	3
Эгге - Центральная	13.1+j7.4	10.6+j5.6
Рассечка 3 - ВН Кислородная	2.6+j0.8	2.6+j0.8
Кислородная - Майская ГРЭС	13.6+j6.2	14.6+j2.6
Ванино - Тишкино	11.0+j5.0	10.9+j5.0
Тишкино - Южная	9.10+j2.4	9.20+j2.6
Южная - Лесозаводская	2.5+j0.3	2.4+j0.5
Лесозаводская - РП-4	6.0+j2.2	6.0+j2.1
РП-4 - Рассечка 2	12.3+j5.2	12.6+j5.8
Южная - Рассечка 1	13.7+j5.4	13.2+j6.2
Майская ГРЭС - Рассечка 1	15.5+j7.0	15.4+j7.0
Майская ГРЭС - Рассечка 2	15.1+j7.0	15.0+j7.0
Рассечка 1 - ВН РП-1	2.4+j1.1	2.4+j1.1
ВН Южная - ВН Причал	2.5+j1.1	2.5+j1.1

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Общие сведения

По условиям к.з. для проверки и выбора электрооборудования необходимо определить [14]:

- первоначальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту погасания дуги и к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей);

- значение этой составляющей в расчетный момент времени начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и;

- ударный ток к.з.

Для того, что бы рассчитать токи короткого замыкания воспользуемся *RastrKZ* в составе ПВК «*RastrWin3*». Данный программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «*RastrWin3*». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с не симметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [12].

Насчет несимметрии проходит по данным шаблона «динамика.rst» с уже известной информацией по параметрам схем прямой последовательности.

5.2 Составление схемы замещения

Важным шагом расчета любого несимметричного режима является составление схем замещения нулевой, прямой и обратной последовательностей. Отметим, что эти задачи проще всего решаются именно для прямой последовательностей. По форме, схема замещения

полностью копирует схему замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания.

5.3 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

При расчете токов короткого замыкания требуется знать параметры схемы замещения, которые определяются по ниже указанным формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_{\Sigma} = X_d'' \cdot \frac{U_{cp\ n}^2}{S_n} \quad (24)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

$U_{cp\ n}^2$ - квадрат среднего напряжения;

S_n - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (25)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

U_n - номинальное напряжение.

1.5.4 Результаты расчетов тока короткого замыкания

Трехфазное КЗ – это расчетная форма, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая и термическая устойчивость токоведущих частей схемы.

При расчете токов короткого замыкания определяются следующие значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ток короткого замыкания ударный;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Напряжение	Однофазное	Двухфазное	Трехфазное
35	0.59	0.68	1.19
10	0.79	0.88	1.57

Ударный ток на высокой стороне ПС «Шахта Центральная» находим по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.ВН} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\alpha}}} \right) \quad (26)$$

где T_{α} – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ, равна 0,02 с.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1.19 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.02}} \right) = 4.46 \text{ кА}$$

Значения ударного тока на высокой и низкой сторонах рассчитанные ПС Причал сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Значение ударного тока ПС Причал

	ВН	НН
$i_{уд}, \text{кА}$	4.46	5.88

Мощность короткого замыкания в начальный момент короткого замыкания:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot I_{п0.ВН} \quad (27)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1.19 = 72.14$$

В таблице 16 приведены значения мощности КЗ на ПС Причал

Таблица 16 – Мощности КЗ в начальный момент времени на ПС Причал

	ВН	НН
$S_{\text{КЗ}}$, МВА	72.14	27.19

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Общие сведения

В ходе выполнения бакалаврской работы электрической части производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- разъединителей, высоковольтных выключателей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- устройств для защиты от перенапряжений;
- контрольных кабелей.

Выбранные электрические аппараты и токоведущие части должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, не только в нормальном режиме, но и в аварийном. Следует учитывать при выборе некоторые условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. род установки (наружный или внутренний), климатические условия. Целесообразно устанавливать в РУ 35 кВ и выше однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [15].

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи для классов напряжения рассчитываются по формуле 32, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{k_{AB} \cdot S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (28)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{1.4 \cdot 2.5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,058 \text{ кА}$$

Аналогично считаются токи для низкой стороны

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{2,46}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,57 \text{ кА}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА²с:

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

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

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (30)$$

где $t_{\text{рз}}$ - время релейной защиты, равное 2,5 с;

$t_{\text{ос}}$ - 0,055 с.

Используя формулу 35, получим требуемую величину:

$$B_k = 1.191^2 \cdot (2.555 + 0.03) = 3.67 \text{ кА}^2\text{с.}$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные и шиносоединительные выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 10 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 22.

Таблица 17 – Выключатель ВГБЭ-35-12.5/630 У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 580 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 1.191 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 4.46 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 35 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 1.191 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 2.87 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22.675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 3.67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Б - баковый;

35 - напряжение номинальное, кВ;

12.5 - номинальный ток отключения, кА;

630 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Аналогичный расчет проводим для остальных уровней напряжений. Данные расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Выключатель VF 12.16.31

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 1570 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 1.57 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$

1	2	3
$i_{уд} = 5.88 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 1.57 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 3,917$	$i_{аном} = 28,284 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_k = 53,708 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого выключателя расшифровывается аналогично.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Коммутационным аппаратом предназначенным для напряжения свыше 1кВ, главная задача которого заключается в создании видимого разрыва и изолирования части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта представляет собой разъединитель [15].

Выбор разъединителей происходит по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: длительному току, напряжению, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 19 и 20.

Таблица 19 – Разъединитель РДН (3) -35/630

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 41 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 4.46 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$B_k = 3.67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 20 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

3 - наличие заземлителей;

35 - номинальное напряжение;

630 - номинальный ток.

Разъединитель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого разъединителя расшифровывается аналогично.

6.4 Выбор ячеек КРУ

Распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами называют комплектным распределительным устройством.

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

Вместо разъединителей втычные контакты применяются для КРУ 6 –10 кВ и выключатели обычной конструкции.

В данной выпускной квалификационной работе необходимо принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ внутри которого размещена вся аппаратура, состоит из жесткого металлического корпуса. Для безопасности обслуживания и устранения аварий корпус делится на отсеки с автоматически закрывающимися металлическим шторками и металлическими перегородками. На выкатной тележке установлен выключатель с приводами. Подвижные разъединяющие контакты расположены в верхней и нижней частях тележки, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с линейным и шинным неподвижными контактами. Разъемные контакты отключаются при выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем, и выключатель при этом будет отсоединен от кабельных вводов и сборных шин. Обеспечивается удобный доступ к выключателю, когда тележка находится вне корпуса шкафа, и его приводу для ремонта. Камера выключателя должна предусматривать

возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте, такое размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ.

Выкатная тележка может быть в трех положениях: испытательное (тележка в корпусе шкафа но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты); ремонтное (тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты); рабочее (тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты). Трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи монтируются на выкатной тележке [16].

На низкой стороне примем КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные характеристики шкафа КРУ серии К – 104 приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Основные параметры шкафа КРУ серии К – 10У1М

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Продолжение таблицы 20 Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600

1	2
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТОЛ 35Б-1
Трансформатор напряжения	НОМ 35-66У1(Т1)
Ограничители перенапряжения	ОПН – 35УХЛ 1

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 21.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 142 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 65 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$I_{\text{СКВ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 18,453 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 82,525 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} \leq B_{\text{КН}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 9,539 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{от КЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 9,539 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{отКЛНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} = 4,963 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатором тока называют такое электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для деления цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

В зависимости от напряжения и назначения цепи трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы:

- при $U_H \leq 35 \text{ кВ}$ – в две фазы (схема неполной звезды);

- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

ТТ устанавливают во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и он обязателен к установке в цепи генератора даже без генераторного выключателя. От мощности генератора зависит количество комплектов ТТ в генераторной цепи.

ТТ выбирают по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 22 - Трансформатор тока НОМ-35-6У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 57.74 \text{ А}$	$I_{1ном} = 100 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 1,108 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 84 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 20,652 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$. Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (31)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (32)$$

Для определения $S_{\text{приб}}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

В качестве основного прибора принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Обеспечивают счетчики:

- Учет реактивной и активной электроэнергии в одном или нескольких направлениях в одно- или многотарифном режимах;
- Измерение пофазно:
- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA;
- Счётчики показывают на ЖК-индикаторе: значение потреблённой активной и реактивной электрической энергии по каждому тарифу (до четырёх) и сумму по всем тарифам с нарастающим итогом с точностью до сотых долей кВт·ч и кВар·ч; фазное напряжение и ток в каждой фазе; измеренное значение активной, реактивной и полной мощности как по каждой фазе, так и суммарную по трем фазам с индикацией квадранта, в котором находится вектор полной мощности.

Приборы, подключаемые к ТРГ-35Б-1 приведены в таблице 29.

Таблица 23 – Приборы, подключаемые к ТРГ-35Б-1

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Меркурий 230 ART2	-	-	-
ИТОГО		7,5		7,5

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для ОРУ 10 кВ выбираем ТОЛК-10-05-300/5. Данные расчетов сведены в таблицу 30.

Таблица 24 – Трансформатор тока ТОЛК-10-05-300/5

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 37$ А	$I_{1ном} = 100$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,935$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 10,376$ кА	$I_{дин. н.} = 127$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 50,708$ кА ² с	$I_{тн} = 31$ кА, $t_{тн} = 3$ с $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 31^2 \cdot 3 = 2883$ кА ² с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТОЛК-10-05-300/5 приведены в таблице 31.

Таблица 25 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-35-УХЛ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 35 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр					
Итого					
Амперметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Для КРУ 10 кВ выбираем К-10У1М. Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 26 – Трансформатор тока К-10У1М.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 142 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 18,453 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 82,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 26 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТОЛК-10-05-300/5 приведены в таблице 33.

Таблица 27 – Приборы, подключаемые к ТОЛК-10-05-300/5

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [17].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 34.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

В РУ 35 кВ устанавливаем НОМ-35-66У1. Сравнение параметров приведено в таблице 35.

Таблица 29 – Трансформатор напряжения НОМ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НОМ-10-66У1. Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты укажем в таблице 36.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 37.

Таблица 31 – Трансформатор напряжения НОМ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 4 \times 75 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Таким образом, были приняты приборы, приведенные в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
35	НОМ-35-66У1
10	НОМ-10-66У1

6.7 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Обычно гибкие шины и токопроводы располагают на гирляндах подвесных изоляторов с необходимым расстоянием между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{макс}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

35 кВ – АС-70/11, так как $I_{доп} = 270 \text{ А}$ больше $I_{макс} = 37 \text{ А}$, то условие выполняется.

Т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе, проверка на термическое действие КЗ не нужна.

Проверка по данным коронирования не производится, т. к. согласно [2], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм².

Проверка гибких шин по условиям сжестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 10.

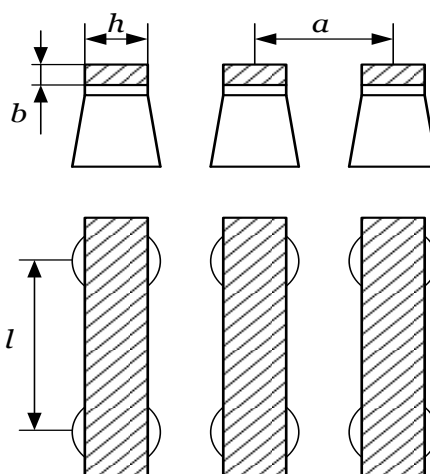


Рисунок 1 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

По допустимому току выбираем сечение шин. Примем к установке однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АД31Т - закаленные и естественно состаренные, из алюминиевого сплава;
 $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 142 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^3 :

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (33)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м} \quad (34)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м⁴:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (35)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 60 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (36)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,489 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $29,5 < 89$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0,7\sigma_{разр}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 39.

Таблица 33 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 142 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{доп} = 215 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

6.8 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбор опорные изоляторы происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60%, согласно ПУЭ, от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанных в паспортных данных на изоляторы, так же должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (37)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (38)$$

Выбор опорных изоляторов 10 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС 35/500-01-УХЛ1 с $F_{разр} = 4000 \text{ Н}$.

На механическую прочность при изгибе проверяем изоляторы:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (39)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 49 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 49 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов на 10 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование: $I_{max} \leq I_{ном}$. Выбираем проходные изоляторы марки ИОС 35/500-01-УХЛ1 с $F_{разр} = 4000 \text{ Н}$. Данные расчетов сведены в таблицу 41.

Таблица 35 – Выбор проходных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 49 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_{max} = 142 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС 35/500-01-УХЛ1 с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10376^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 16 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 16 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

6.9 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН используют для защиты изоляции электрооборудования в энергетических сетях и системах от внутренних и грозовых перенапряжений. Приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1 на стороне ВН трансформаторов с классом напряжения 110 кВ, необходимый для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Выбор ОПН 35 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (40)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяется в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (41)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270 - 180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (42)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-35 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне СН выбирается ОПН –35 УХЛ 1 с классом напряжения 35 кВ, для которых $U_{ост} = 40,4$ кВ, $U = 100$ кВ, волновое сопротивление провода,

принимается 50 Ом, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 35 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{100 - 40,5}{50} \cdot 40,5 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 15,31 \text{ кДж},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{уст\ опн}} = \frac{15,31}{35} = 0,44 \text{ кДж/кВ}.$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоёмкости до 1,1 кДж/кВ.

Трансформаторов приняты ОПН марки ОПН –10 УХЛ1 на стороне НН с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, после по указанной выше формуле рассчитаем энергию поглощения и удельную энергоёмкость ОПН 10 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВт/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [16].

6.10 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 44.

Таблица 37 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 10 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110-35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	133			66,9

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (43)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [15];
 $P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей СН по таблице 40 кВт,
 Квар.

С помощью формулы 50, получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{133^2 + 66,9^2} = 119,1 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (44)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [15];
 N_T – количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{119,1}{0,7 \cdot 2} = 85 \text{ кВА}$$

Примем к установке трансформатор ТМ 100/10.

6.11 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходимо установить постоянный ток с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, аварийного освещения, автоматики, а также для электроснабжения важнейших механизмов собственных нужд, которые необходимы для обеспечения сохранения оборудования в работоспособном состоянии (уплотнений вала, маслососы смазки).

Получающих питание от аккумуляторной батареи, потребители энергии, можно разделить на три группы:

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

Обычно, аккумуляторные батареи используют в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

При этом напряжение на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а в конце полного разряда допустимое напряжение в полчасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Токи разряда по данным научного – исследовательского аккумуляторного института в данном полчасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10⁰ С – 21 А, при 25⁰ С – 25А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле ниже, шт:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (45)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

U_{III} - напряжение на шинах, принимаем $U_{III} = 230\text{В}$;

$U_{нА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В)

$U_{нА}$

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

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 1,75 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

По формуле ниже выбирается типовой номер батареи N:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (46)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/N, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Рассчитанный номер округлим до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда по формуле, А:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}} \quad (47)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А}$$

Тогда, типовой набор батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11 \text{ шт.}$$

Выбранный аккумулятор проверим по наибольшему толчковому току по неравенству указанному ниже:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (48)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T \max} = I_{AB} + I_{np}, \quad (49)$$

где I_{np} - ток, который потребляется электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$I_{T \max} = 250 + 20 = 270 \text{ А}$$

Тогда получим, что данное условие выполняется:

$$503,102 \text{ A} \geq 270 \text{ A} .$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию, В:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (50)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда, А:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} \quad (51)$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_A \geq 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ А}$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (52)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 375,5 \text{ В}$$

Выбираем аккумуляторные батареи марки СК-1-12,5х1.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ПРИЧАЛ

7.1 Общие сведения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций проектируются наружной установки базового оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

Повышения напряжения возможны в ходе эксплуатации выше наибольшего рабочего – грозовые и внутренние перенапряжения.

Основная причина грозовых перенапряжений – это поражения электроустановки молнией или удар вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния представляет собой источник тока. Так как значения токов молнии могут быть статистическими разбросами, то и грозовые перенапряжения будут являться статистической величиной.

Защита открытые распределительные устройства возможна при помощи стержневых молниеотводов. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

При этом определяется внешняя часть защиты для каждой пары молниеотводов. Заземлители необходимые для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ чаще производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоящий из горизонтальных полос, которые объединяют вертикальные электроды и образуют сетку на занимаемой подстанцией площади [18].

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

7.2 Расчет заземлителя ОРУ 35 кВ

Заземление устанавливающиеся в какой-либо части электрической установки – это определенное соединение ее с заземляющими устройствами

с целью обеспечения на ней достаточно маленького потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

Определяют виды заземлений:

- заземление молниезащиты;
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- рабочее;

Рабочим заземлением называют соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитным заземлением называют заземление всех металлических частей установки, которые в нормальном режиме работы не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним в любой момент времени при повреждении изоляции. Чтобы повысить безопасность эксплуатации выполняется защитное заземление для того, свести к минимуму вероятность поражения животных и людей электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами [18]. Расчет приведен в приложении В.

7.3 Расчет молниезащиты ПС Причал

Любое здание и сооружение должно защищаться в соответствии с типом зоны защиты и категориями устройства молниезащиты, которое зависит от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год. С помощью молниеотводов, защита от прямых ударов молнии проектируется

различных типов: сетчатых, комбинированных, стержневых, тросовых. Чаще используются стержневые молниеотводы [18].

Действие молниеотвода заключается в том, что молния поражает высоко и надежно заземленные металлические сооружения. Из-за этого защищаемое сооружение, более низкое, чем молниеотвод по высоте, и не будет поражаться молнией, если оно будет полностью находиться в зоне защиты молниеотвода. Зона защиты молниеотвода – это пространство вокруг молниеотвода, которое обеспечивает защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Поверхность зоны защиты обладающая постоянной и минимальной по величине степенью надежности; по глубине продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Степень надежности зоны защиты типа А обладает 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчетом молниезащиты является к определению границ зоны действия молниеотводов. Она представляет пространство, защищенное от прямых ударов молнии. Зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м определяет собой круговой конус, который зависит от типа зоны защиты соответствует следующим габаритам:

Существует два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Используют тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы для защит от прямых ударов молнии, а также сетки молниезащитные и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-35 кВ. Расчет приведен в приложении В.

7.4 Анализ грозоупорности ОРУ 35 кВ

Любые электроустановки, применяются для генерации, передаче или распределении электроэнергии, имеют изоляцию которая подходит ее номинальному напряжению. Приложенное к установке, рабочее напряжение, может несколько отличаться от номинального.

Превышением напряжения больше чем наибольшее рабочее называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяют на внутренние и внешние (грозовые) перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку или вблизи нее могут быть причиной грозовых перенапряжений [18].

Подробный расчет молниезащиты ПС Причал приведен в приложении В.

8 ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ И ПЕРСОНАЛА ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

8.1 Расчет заземления подстанции Причал

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но те которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны соединяться с землёй с помощью заземляющего устройства. Такое заземление называю защитным, поскольку его основной целью является защита от разных напряжений прикосновения обслуживающего персонала.

В электрических установках заземляются корпуса аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, трансформаторов, каркасы распределительных щитовпульттов, шкафов, металлические конструкции кабельные муфты, металлических конструкции зданий и сооружений, металлических оболочек и броней кабеля, провода.

Заземление, которое предназначено обезопасить для персонал в режиме условия работы аппарата или электроустановки, называют рабочим заземлением. Заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек относят к рабочему заземлению. Без рабочих заземлений происходит нарушение режима работ электроустановок, или аппаратов, которые не могут выполнять свои функции.

Грозозащита применяется от удара молнии для защиты оборудования: искровые промежутки, рязрядники, тросовые и стержневые молниеотводы, нелинейные ограничители перенапряжений, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называют грозозащитным. Для учета всех трёх типов заземления применяют всего одно заземляющее устройство.

Искусственные естественные и заземлители используют для заземления. Естественные заземлители соотносят с магистралью заземления не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве таких

заземлителей используют водопроводные трубы; железобетонные и металлические конструкции зданий, соприкасающиеся с землёй; свинцовые оболочки кабелей.

Все металлические части электроустановок, в соответствии с правилами устройств электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут в любой момент оказаться под напряжением из-за нарушения изоляции, должны надёжно соединяться с землей [1].

Расчет заземления подстанции состоит из расчета импульсного и стационарного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей будем использовать полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм (площадь сечения – $F_{пол} = 160 \text{ мм}^2$), расположенной на глубине $h_3 = 2$ м. Вертикальные заземлители будут из оцинкованного стального прутка и длиной $l_B = 5$ м и диаметром $d = 15$ мм ($F_{пр} = 176,6 \text{ мм}^2$).

Выполним проверку выбранных сечений заземляющих проводников по условиям указанным ниже:

1. коррозионной стойкости:
– вертикальный заземлитель:

$$F_{вл} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (53)$$

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

$T = 240$ мес. – время использования заземлителя (20 лет);

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

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

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

$$F_{\text{вл}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{пр}} = 176,6 > F_{\text{кор.мин}} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.г.мин}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (54)$$

$$F_{\text{кор.г.мин}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пол}} = 160 > F_{\text{кор.г.мин}} = 27,42 \text{ мм}^2;$$

2. механической прочности:

Условие:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}, \quad (55)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 \geq (F_{\text{кор.в.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}), \quad (56)$$

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 \geq (32,97 + 58,9) = 91,88 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пол}} = 160 \geq (F_{\text{кор.г.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}), \quad (57)$$

$$F_{\text{м.п}} = F_{\text{пр}} = 160 \geq (27,42 + 58,9) = 86,3 \text{ м}^2.$$

Размещают искусственные заземлители так, чтобы добиться на площади, занятого оборудованием равномерного распределения электрического потенциала. Для этого на территории которую защищают прокладывают заземляющие полосы около рядов оборудования и в поперечных направлениях, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование [6].

Под заземлитель Размер площади ПС Причал, с учетом того, что контур сетки заземлителя располагается с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при касании к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5), \quad (58)$$

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

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

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

Определим общую длину полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot S_1}{a_r} \text{ м.} \quad (59)$$

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

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

Определим число горизонтальных ячеек по стороне A_1 и B_1 :

$$m_{A_1} = \frac{A_1}{a_r}, \quad (60)$$

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

$$m_{B_1} = \frac{B_1}{a_r}, \quad (61)$$

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

Примем $m_{A_1} = 8$; $m_{B_1} = 6$.

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

$$m_1 = \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (62)$$

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

В расчетной модели длина горизонтальных полос:

$$L_{1r.\text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (63)$$

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

Количество вертикальных электродов найдем:

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B}, \quad (64)$$

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

Принимаем $n_{в.1} = 29$ электрода.

Сопротивление грунта эквивалентное удельное:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (65)$$

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

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

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

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

Выполненного в виде сетки с вертикальными электродами, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{СТ.1}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1\Gamma} + n_{в.1} \cdot l_B} \right), \quad (66)$$

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

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

Для того, что бы определить импульсное сопротивление рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (67)$$

где I_M – ток молнии, кА.

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

$$R_{и.1} = R_{CT.1} \cdot \alpha_{и}, \quad (68)$$

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

В соответствии с требованиями ПУЭ, сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом [13].

8.2 Расчет молниезащиты подстанции Причал

Защитным действием молниеотвода основанным на свойстве поражения молнии необходимым для наиболее высоким и хорошо заземленным металлическим сооружениям. Из за этого защищаемые здания, более низкие в сравнении с молниеотводами по высоте, вовсе не будут поражаться молниями, если многими своими частями оно будут входить в

зоны защиты молниеотводов. Зонами защит молниеотводов считают части пространства вокруг молниеотводов, обеспечивающих защиты здания и сооружения от прямых ударов молнии с необходимыми степенями надежностей. Наименьшим и постоянным по величинам степеней надежности обладают поверхности зоны защит; по продвижению внутрь зона надежности защит увеличивается.

Всю территорию подстанций необходимо защищать от удара молнии.

Расчетом молниезащит здания и сооружения основывается в нахождении границы зон защита молниеотвода, которой представляют собой пространство, защищенное от прямого удара молния.

В современной практики молниезащиты применяют разные типы молниеотвод. Для защит территория подстанция обычно используются стержневые молниеотводы. Они расплогаю на линейные порталы, а также на отдельно стоящих конструкциях [6].

От прямого удара молнии защита подстанции осуществляется двумя молниеотводов, установленных на отдельно стоящих конструкциях. Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой $h_x = 7,85$ м.

Расстояние между молниеотводами 1 – 2 равно 32,45 м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (69)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м.}$$

где h – высота молниеотводов 24 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (70)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,248 \text{ м.}$$

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

$$r_{c0} = r_0 = 25,248 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 2-4:

$$h_{cг} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (71)$$

$$h_{cг} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (32,45 - 24) = 18,903 \text{ м.}$$

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

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cг} - h_x}{h_{cг}} \right), \quad (72)$$

$$r_{cx} = 25,248 \cdot \left(\frac{18,903 - 7,85}{18,903} \right) = 14,763 \text{ м.}$$

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (73)$$

$$r_x = 25,248 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{20,4}\right) = 25,532 \text{ м.}$$

В результате проведенного расчета и соответствующих графических построений (лист графической части 5) система молниеотводов полностью защищает территорию подстанции на уровне земли от прямых ударов молнии. На высотах 7,85 метров все элементы на подстанции будут расположены внутри выбранных зон защиты.

Подробный расчет приведен в приложении В. Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе 6 графической части.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейной защитой называют комплекс автоматических устройств, которые предназначены для мгновенного определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Организация процессов средств релейной защиты осуществляется по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) создает постоянный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагируют на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновениях повреждений устройства релейной защиты выявляют повреждённый участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на определенные силовые выключатели, которые предназначены для размыкания токов короткого замыкания.

Основным видом электрической автоматики является релейная защита, без которой не может быть осуществима нормальная работа энергосистем.

Раньше для защиты оборудования на подстанциях использовались только устройства РЗА электромеханического типа, которые состоят из реле электромеханического принципа работы. Сейчас активно используют устройства РЗА на микропроцессорной основе, старые электромеханические реле используют все реже и реже [11].

В данном дипломном для проектируемой ПС проекте установлены и рассмотрены новые комплекты микропроцессорных защит. Достоинства современных устройств РЗА:

1. Контролируемость;
2. Высокая точность;
3. Память.
4. Компактность;

Главные комплексы защит, установленные для линии 35 кВ и трансформаторные подстанций с двухсторонним питанием. Для защит линий применяют нижеуказанные виды защит:

- Трехфазное АПВ;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- Дистанционная защита;
- Улавливание синхронизма, контроль напряжения,.

В работе применяется микропроцессорная защита, это значит, что все вышеуказанные виды защит расположены в одном комплекте защиты.

Далее необходимо установить устройства защиты трансформатора. В качестве примера будет выполнена релейная защита трансформатора.

Следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы при проектировании релейной защиты трансформатора, к которым относятся:

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

Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции Причал, выбран шкаф защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, который включает в себя:

- Защита дифференциальная трансформатора с торможением;
- Газовая защита устройства РПН;
- Газовая защита трансформатора;

- Максимальная токовая защита;
- Защита от перегрузки.

Обычно, одновременно срабатывают не все виды защит. То, в данной ВКР трансформатор будет защищаться максимальной токовой защитой, газовой защитой трансформатора и защитой от перегрузки.

9.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Причал

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

На базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и реализован БЭ2704.ШЭ2607 148. Он необходим для выполнения функций резервной и основной защитой, автоматика двухобмоточных трансформаторов с наибольшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ[24].

1.9.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора

Данные трансформатора:

Напряжение обмотки НН: $U_{НОМ.НН} = 6,3 \text{ кВ}$.

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

Токи первичных обмоток номинального защищаемого трансформатора тока для ВН и НН – 300 и 1500 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60,$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{1500}{5} = 300.$$

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

$$S_{\text{НОМ.ВН}} = 10000,1; S_{\text{НОМ.НН}} = 10000$$

Со стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157,104 \text{ А},$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,429 \text{ А}.$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (74)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{157,104}{60} = 2,618 \text{ А};$$

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

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

$$0,1 \leq \frac{2,618}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{916,429}{300} = 3,055 \text{ А};$$

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

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

$$0,1 \leq \frac{3,055}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{НОМ.ОПОРНОЕ}} = 157,104 \text{ А}.$$

1.9.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Резервирование защит присоединения МТЗ НН, отходящее от секции НН, а МТЗ ВН резервирующее также основные защиты. Комбинированного пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключаемый к ТН

со стороны СН и НН. Эту часть возможно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.

Срабатывания максимального измерительного органа тока, расчет параметров

1 МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки при учете, что происходит самозапуска двигательной нагрузки и определяется по выражению:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (76)$$

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

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

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

$$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 157,104$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 157,104 = 396,894 \text{ А};$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{СЗ.ПРЕД}}, \quad (77)$$

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

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

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

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{УСТАН.ЗАЩ}}}{I_{\text{СМЕЖ}}}, \quad (78)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{7558,5} = 0,076,$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ВН-НН}}}{I_{\text{СЗ.ВН}}}, \quad (79)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{409,64} = 1,393 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается $I_{\text{СЗ.ВН}} = 500 \text{ А.}$

2. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (80)$$

где $K_{т.ВН-НН}$ – коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ А}$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{СЗП}}{K_B} I_{НАГР.МАХ.НН} \quad (81)$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 916,387 = 2315 \text{ А}$$

$$I_{СЗ.НН} = 2316 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.МИН.НН}}{I_{СЗ.НН}}, \quad (82)$$

$$K_{ч} = \frac{7558,5}{2316} = 3,263 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 2316 А.

1.9.3 Защита от перегрузки

В трансформаторов от перегрузки в течении длительного времени. Поэтому оперативного персонала при защита от перегрузок трансформаторов действует на сигнал. При его отсутствиях на объектах, контроля над перегрузками трансформаторов осуществляются с помощью телемеханик. Защитой от перегрузок на объектах без постоянных дежурных персонала может работать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защит от перегрузки согласны

ПУЭ устанавливается на трансформаторе мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузок при симметричных нагрузках может осуществляться реле, который устанавливают в одной фазе [5].

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени $(7 \div 9)$ с.

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

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (83)$$

где $K_{\text{отс}}$ —коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{в}}$ —коэффициент возврата, 0,95;

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

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 157,104 = 173,64 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 174 \text{ А};$$

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

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

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} ; \quad (84)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 916,387 = 1012,848 \text{ А}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 1013 \text{ А};$$

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

1.9.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применяется газовая защита является обязательной на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным [5].

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора

(автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что сопутствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождаться местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [5].

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

Первая ступень ГЗ срабатывает при малом выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

При большом выделении газа срабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока

масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действующего отключающего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

9.3 Автоматика на ПС Причал

На ПС выбран объем автоматизированного управления описанный ниже:

- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 6 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- работа отопления зданий;
- включение и отключение силовых трансформаторов 35/6 кВ, линий 6 кВ.

Со щита постоянного тока осуществляется электропитание систем управления и автоматики.

Сигнализация на ПС предусмотрена в ниже приведённом объеме:

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

-световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

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

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

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности всего мирового хозяйства. Энергетические объекты по степеням влияний на окружающую среду принадлежащих к числу наиболее интенсивно воздействуют на биосферу. Основными тенденциями и темпами развития энергетики настоящее время в большей степени определяют уровнями надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ при монтаже и ремонте ;
- экологичность, связанная с защитой от загрязнений трансформаторным маслом;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

10.1 Безопасность

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [35]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

10.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

1.10.3 Безопасность при монтаже и ремонте

Работа на опоре воздушной линии относят к особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [36]:

1) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор

2) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

3) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

4) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;. [36].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительной и более безопасной способ подъема рабочих для выполнения работы на высоте является подъем с помощью специального подъемного устройства, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, поэтому при обеспечении безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности [36].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

Производство монтажных работ на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры.

1.10.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [35].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [35].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лямочного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

10.2 Экологичность

Силовой трансформатор является характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

- 1) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- 2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- 3) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- 4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Причал примем к установке 2 трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДН – 16000/35. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Сердечник трансформатора создает магнитострикционный шум. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Из-за движения потока воздуха создается аэродинамический шум, который возникает при системе механической вентиляции. Вызванный циркуляцией воздуха, спектр аэродинамического шума, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. Этому шуму характерен физиологический эффект для уха, который выражается в виде визга с наложением высокого тона, частота которых находится как геометрия пути циркуляции охлаждающего воздуха. Снизить аэродинамический шум можно путем подбора малозумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Как правило, суммарный уровень шума определяется при помощи электромагнитной составляющей, при учете, что в любом случае она ощутима в диапазоне частот около 800 Гц, то есть в этом диапазоне уровень шума значительно выше, чем на более высоких частотах. Тональные составляющие ощущаются в шуме трансформатора, их частота соответствует увеличенной в два раза частоте сети (при их частоте сети 50 Гц частота

тотальной составляющей равно 100 Гц), и их кратные друг другу гармониками, что воспринимается человеческим ухом как низкое гудение [3].

Необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, для того чтобы проверить соблюдаются ли нормы, на которой есть санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 38.

Таблица 38 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	25	35	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. Допустимый уровень шума определяем в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. Для этого необходимо учесть, что для определенных территорий допустимые уровни обозначают с учетом времени суток. В расчетах принимаем самые строгие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [5].

45 дБА - это допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам, что составляет:

2. Что бы определить шумовые характеристики источника шума воспользуемся ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В выше указанном стандарте даны скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, вида системы охлаждения и класса напряжения. В качестве нормируемой величины шумовой характеристики

трансформатора приняты скорректированные уровни звуковой мощности [4].

Для трансформатора с естественной циркуляцией масла и воздуха (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 88 \text{ дБА.}$$

3. Определяем наименьшее расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Причал» открытого исполнения.

Источник шума имеет показатель направленности который равен 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любом положении полусферы радиусом R уровень шума который исходит из источника будет равняться L_A (см. рисунок 1).

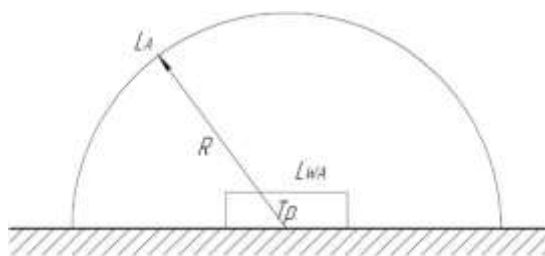


Рисунок 2– Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (85)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (86)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 9. Расстояния R_1 , R_2 и l известны – $R_1=82$ м, $R_2=85$ м и $l=6$ м.

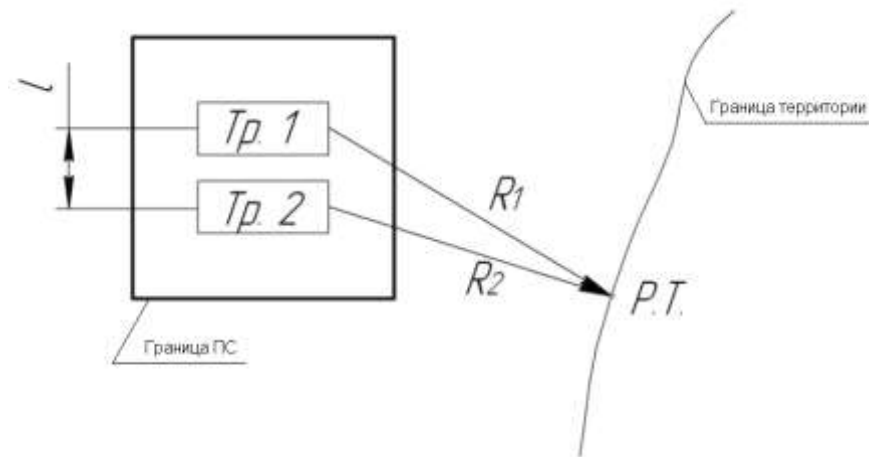


Рисунок 3 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0}; \quad (87)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0} ; \quad (88)$$

$$L_{A2} = 88 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 82^2}{1} = 41,74 \text{ дБА,}$$

$$L_{A2} = 88 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 85^2}{1} = 41,43 \text{ дБА.}$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{Ai}} ; \quad (89)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \times 41,74} + 10^{0,1 \times 41,43}) = 44,59 \text{ дБА.}$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарно-гигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{A\Sigma} \leq \text{ДУ}_{L_A},$$

где ДУ_{L_A} – допустимый уровень шума

$$44,59 < 45 .$$

Мер по снижению уровня шума не требуется, так как уровень шума не превышает допустимого уровня звука, который создается трансформаторами.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая складывается на определенной территории или акватории в результате катастрофы, опасного природного явления, аварии, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Пожар так же относят к чрезвычайной ситуации. Безопасности людей предусматривает пожарная безопасность, а также обеспечение и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

Комплекс организационных мероприятий и технических средств составляет систему предотвращения пожара, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

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

Комплекс организационных и технических средств представляет собой систему противопожарной защиты, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Защита от пожара обеспечивается [37]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

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

Противопожарным преградам и разрывам принадлежит важное значение в обеспечении пожарной безопасности. Для ограничения распространения пожара внутри здания предназначены противопожарные преграды. К ним относятся противопожарные двери, стены и перекрытия,.

Для предотвращения распространения пожара необходимы [37]:

- устройства противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установления предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройства аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применение средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применение огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применение разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении дипломного проекта были выполнены основные задачи по реконструкции и проектированию электрической сети с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Был определен наиболее экономически целесообразный вариант реконструкции Совгаванского района – строительство ПС Причал.

В ходе выполнения проекта были рассчитаны рабочие токи и токи короткого замыкания, необходимый для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а так подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.

2 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

3 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.

4 Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. - Б. ц.

5 Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.

6 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.

7 Приказ Минэнерго РФ от 15.07.2010 N 333 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2010 - 2016 годы" (15 июля 2010 г.)

8 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.

9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.

10 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.

11 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm- 20.04.15.

12 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

13 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

14 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

15 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

16 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

17 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

18 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

19 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1999. – 44 с.

20 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

21 Жданов, П.С. Вопросы надёжности и устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 2006. – 456 с.

22 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

23 Беркович М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.

24 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос.горного ун-та, 2003. – 141 с.

25 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

26 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.

27 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

28 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.

29 Письмо Минстроя России от 06.02.2015 N 3004-ЛС/08 "Об индексах изменения стоимости строительства, индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ и иных индексах на I квартал 2015 года"

30 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

31 Нормативы численности промышленно-производственного

персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

32 Страховые взносы в ПФ РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.assessor.ru/forum/index.php?t=2078>. – 20.11.2014.

33 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

34 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет заземления и молниезащиты подстанции

$$a_T := 68.4 \quad b_T := 30 \quad h_c := 11$$

Расчет заземления ПС:

$$A_1 := 68.4 \quad B_1 := 30$$

$$S_1 := (A_1 + 2 \cdot 1.5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1.5) = 2.356 \times 10^3 \quad a_r := 6$$

$$L_{1r} := \frac{2 \cdot S_1}{a_r} = 785.4 \quad \sqrt{S_1} = 48.541$$

$$m_{A1} := \frac{A_1}{a_r} = 11.4 \quad m_{B1} := \frac{B_1}{a_r} = 5$$

$$m_1 := \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = 7.09 \quad m_{\text{min}} := 8$$

$$L_{1r.\text{расч}} := 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 873.733 \quad a_B := 6 \quad l_B := 5$$

$$n_{B1} := \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B} - 1 = 31.36 \quad n_{\text{min}} := 25$$

$$h_{1\text{э}} := l_B + 2 = 7$$

$$h_1 := 6 \quad \rho_1 := 30 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S_1}} = 0.103$$

$$h_2 := 8 \quad \rho_2 := 70$$

$$\rho_{\text{экв}} := \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}} = 22.273$$

$$A_s := 0.4$$

$$R_{CT1} := \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A_s}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{B1} \cdot l_B} \right) = 0.208 \quad I_M := 65$$

$$\alpha_{\text{и}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.391$$

$$R_{\text{и1}} := R_{CT1} \cdot \alpha_{\text{и}} = 0.289$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет заземления и молниезащиты подстанции

Расчет молниезащиты ПС:

$$h_{\text{ЛП}} := h_c = 11 \quad h := 24$$

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 20.4$$

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 25.248$$

$$h_x := h_{\text{ЛП}}$$

$$r_x := \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \cdot r_0 = 11.634 \quad d := 2r_x = 23.268$$

$$L_{12} := 37$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L_{12} - h) = 18.096$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 = 25.248$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}}\right) = 9.901$$

$$r_{\text{схЛП}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_{\text{ЛП}}}{h_{\text{сх}}}\right) = 9.901$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Экономический расчет сети СВН в ПВК MathCad 15

Расчет капиталовложений

$$k_{\text{И}} := 4.61 \qquad T_{\text{max}} := 4000$$

$$K_{\text{ру}} := (7000 \cdot 10^3 \cdot 2 + 160 \cdot 10^3 \cdot 3) \cdot k_{\text{И}} = 6.675 \text{ руб}^7$$

$$K_{\text{тр110}} := (2.4100 \cdot 10^3) \cdot k_{\text{И}} = 3.78 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot 10^3 \cdot k_{\text{И}} = 5.071 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{ру}} + K_{\text{тр110}} + K_{\text{пост}} = 1.553 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{\text{вл}} := 2 \cdot 1 \cdot 49.6 \cdot 10^3 + 95000 \cdot (2 \cdot 1) = 2.892 \times 10^5 \text{ руб}$$

$$K := K_{\text{вл}} + K_{\text{пс}} = 1.556 \times 10^8 \text{ руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K}{20} = 7.778 \times 10^6 \text{ руб}$$

$$\alpha_{\text{эквл}} := 0.0085$$

$$\alpha_{\text{экпс}} := 0.05$$

$$I_{\text{ЭКС}} := \alpha_{\text{эквл}} \cdot K_{\text{вл}} + \alpha_{\text{экпс}} \cdot K_{\text{пс}} = 7.766 \times 10^6 \text{ руб}$$

Потери в трансформаторах

ТДТН-2500/35/10

$$R_{\text{тр.35xfz}} := 4.6 \quad X_{\text{тр.35xfz}} := 13.9$$

$$Z_{\text{тр.35xfz}} := R_{\text{тр.35xfz}} + X_{\text{тр.35xfz}} \cdot i = 4.6 + 13.9i$$

$$Z_{\text{тр.35xfz}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.35xfz}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.35xfz}})^2} = 14.641$$

Потери мощности при ХХ

$$\Delta P_{\text{хх.35xfz}} := 5.1 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \qquad \Delta Q_{\text{хх.35xfz}} := 27.5 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{\text{хх.35xfz}} := \Delta P_{\text{хх.35xfz}} + \Delta Q_{\text{хх.35xfz}} \cdot i = 5.1 \times 10^{-3} + (MVA$$

$$\Delta S_{\text{хх.35xfz}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх.35xfz}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх.35xfz}})^2} = 0. MVA$$

$$U_{\text{ном}} := 35 \text{ кВ} \quad P_{\text{А.эф}} := 2.88 \text{ МВт} \quad P_{\text{Б.эф}} := 4.49 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{год}} := 876 \text{ ч} \quad Q_{\text{А.эф}} := 1.36 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{Б.эф}} := 2.1$$

$$\Delta W_{\text{тра}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.35xfz}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{\left(P_{\text{А.эф}}^2 + Q_{\text{А.эф}}^2 \right) \cdot \frac{Z_{\text{тр.35xfz}}}{2} \cdot T_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}^2} \right] = 732.5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экономический расчет сети в ПВК MathCad 15

ТДН-6300/35

$$R_{\text{тр.35с}} := 7.4 \quad X_{\text{тр.35с}} := 14.6$$

$$Z_{\text{тр.35с}} := R_{\text{тр.35с}} + X_{\text{тр.35с}} \cdot i = 7.4 + 14.6i$$

$$Z_{\text{тр.35с}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.35с}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.35с}})^2} = 16.368$$

Потери мощности при ХХ

$$\Delta P_{\text{хх.35с}} := 9.2 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad \Delta Q_{\text{хх.35с}} := 56.7 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{\text{хх.35с}} := \Delta P_{\text{хх.35с}} + \Delta Q_{\text{хх.35с}} \cdot i = 9.2 \times 10^{-3} + 0.057i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{хх.35с}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх.35с}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх.35с}})^2} = 0.02 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{ном}} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta W_{\text{трБ}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.35с}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{\left(P_{\text{Б.эф}}^2 + Q_{\text{Б.эф}}^2 \right) \cdot \frac{Z_{\text{тр.35с}}}{2} \cdot T_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}^2} \right] = 1146.62 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{трА}} = 732.5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах $P_{\text{Южная_Причал}} := 30 \text{ МВт}$ $P_{\text{Причал_Южная}} := 2.4 \text{ МВт}$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} := \Delta W_{\text{трА}} + \Delta W_{\text{трБ}} \quad Q_{\text{Южная_Причал}} := 15 \text{ Мвар}$$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} = 1.879 \times 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери в КЛ $R_{\text{удЮжная_А}} := 0.428$ $R_{\text{удА_Б}} := 0.432$

$$\Delta W_{\text{Южная_А}} := \frac{\left(P_{\text{Южная_Причал}}^2 + Q_{\text{Южная_Причал}}^2 \right)}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{удЮжная_А}} \cdot 2.97 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 4.67 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{А_Б}} := \frac{\left(P_{\text{Причал_Южная}}^2 + Q_{\text{Причал_Южная}}^2 \right)}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{удА_Б}} \cdot 2.97 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 0.029 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{Н}\Sigma} := \Delta W_{\text{Южная_А}} + \Delta W_{\text{А_Б}} = 4.699 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{Н}\Sigma} + \Delta W_{\text{Т}\Sigma} = 1.884 \times 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W \cdot 10^3 = 1.884 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$c_0 := 2.08 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экономический расчет сети в ПВК MathCad 15

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 3918342.819 \quad \text{руб}$$

$$I := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} = 1.946 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.1 \cdot K + I = 3.502 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$k_{\text{вн}} := 4.61$$