

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ в Амурской области в связи с подключением главной понизительной подстанции космодрома Восточный

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

Д.А. Долинский

Руководитель

канд. техн. наук,
профессор

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Долинского Даниила Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: : Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ в Амурской области в связи с подключением главной понизительной подстанции космодрома Восточный

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: : электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 рисунков, 39 таблиц, 22 источника

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

7. Дата выдачи задания 07.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Мясоедов Юрий Викторович, декан ЭФ, канд. техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 7 рисунков, 39 таблиц, 120 формул и 4 приложения, 22 источника.

Оригинальность: 50,67%.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЖИМЫ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Объектом проектирования является создание участков электроэнергетической сети 220 кВ для питания главной понизительной подстанции космодрома Восточный в Амурской области. Проект, включает в себя проектирование воздушных линий и подстанции на напряжение 220 кВ. Из двух вариантов выбран наиболее оптимальный по приведенным затратам и сохранении параметров режима в допустимых пределах.

В ходе выполнения работы был спрогнозирован рост нагрузок с перспективой на 5-летний период; с учетом рассчитанных нагрузок произведен расчет режимов сети, технико-экономический расчет, а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выполнен расчет и разработка релейной защиты линий электропередач, а также автотрансформатора. Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры маслоприёмника автотрансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в выбранном эквиваленте сети	8
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	8
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	9
1.3 Структурный анализ ЛЭП	9
1.4 Структурный анализ ПС	10
1.5 Важность космодрома в связи с последними событиями	12
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	14
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	17
3 Расчет режимов электроэнергетической сети	20
3.1 Описание, анализ и отбор трех вариантов конфигурации электрической сети	20
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	24
3.4 Выбор сечений проводников	25
3.5 Расчет режимов в ПВК RastrWin3	25
3.6 Анализ схем по результатам расчета режимов в ПВК RastrWin3	51
3.7 Расчет технико-экономический вложений	51
4 Расчет токов короткого замыкания	57
4.1 Расчет в RastrKZ	57
4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	57
4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	59
5 Выбор и проверка электрических аппаратов	61

5.1	Выбор и проверка выключателей	61
5.2	Выбор и проверка разъединителей	66
5.3	Выбор трансформаторов тока	67
5.4	Выбор трансформаторов напряжения	71
5.5	Выбор и проверка токоведущих частей	72
5.6	Выбор и проверка ТСН	75
5.7	Выбор аккумуляторных батарей	76
6	Релейная защита линии	79
6.1	Расчет уставок дистанционная защита линии	79
6.2	Выбор уставок МТЗ	80
6.3	Токовая защита нулевой последовательности линии	83
7	Релейная защита автотрансформатора	86
7.1	Дистанционная защита автотрансформатора	86
7.2	Максимальная токовая защита автотрансформатора	91
7.3	Защита от перегрузки	93
7.4	Газовая защита автотрансформатора	95
8	Безопасность и экологичность	96
8.1	Безопасность	96
8.2	Экологичность	100
8.3	Чрезвычайные ситуации	107
	Заключение	112
	Библиографический список	113
	Приложение А. Однолинейная схема первого варианта сети	116
	Приложение Б. Однолинейная схема второго варианта сети	117
	Приложение В. Расчёт режимов в ПВК RastrWin3	118
	Приложение Г. Расчёт токов коротких замыканий в ПВК RastrWin3	142

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

КЗ – короткое замыкание;

КЭ – качество электроэнергии;

ЛР – линейный регулятор;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

В связи с общей обстановкой в мире и усугубленным отношением с Казахстаном, за космодром Байконур ведётся спор и не известно останется ли он под контролем РФ, а значит России нужен новый плацдарм для полёта в космос.

Одной из основных задач развития электроэнергетики Амурской области на сегодняшний день является строительство новых станций, удовлетворение спроса на электрическую энергию, разработка дополнительных предложений по удовлетворению спроса на электрическую энергию, но и увеличение надежности стратегических объектов таких как космодром Восточный.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются способы повышения надежности электроснабжения ПС ГПП космодрома Восточный напряжением 220 кВ в Амурской области.

Главная задача работы - это разработка более надежного варианта сети с технической точки зрения схемы подключения ПС ГПП.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- анализ электроэнергетической сети;
- расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработка вариантов реконструкции сети, которая потребуется для подключения подстанции ГПП;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор оборудования подстанции
- разработка молниезащиты подстанции;
- расчет безопасности и экологичности проекта.

В конце выпускной квалификационной работе сможем сделать вывод об актуальности проката и его важности для Амурской области.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ВЫБРАННОМ ЭКВИВАLENTE СЕТИ

1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

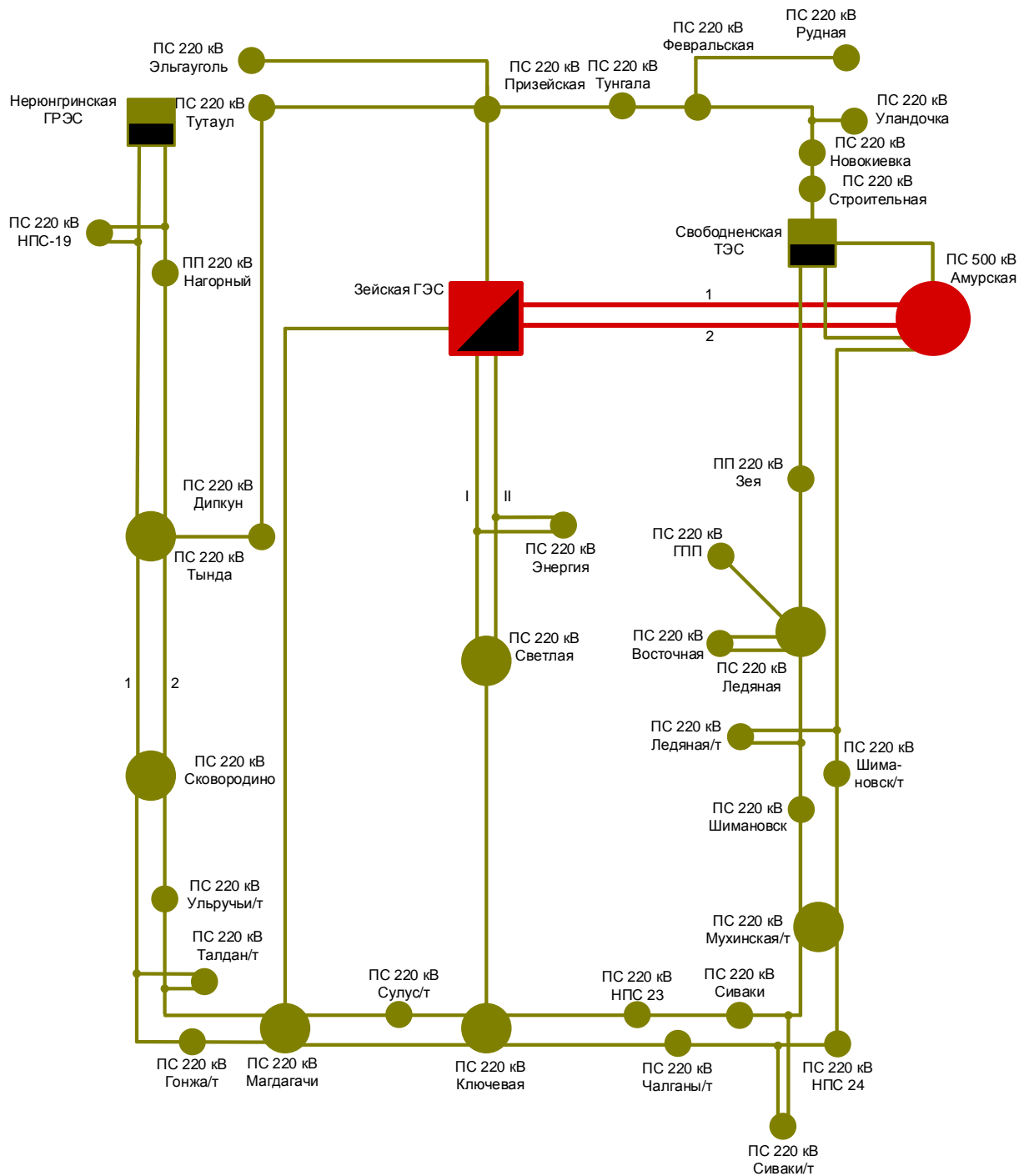


Рисунок 1 –Граф рассматриваемого участка сети

1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

На юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе расположена Амурская область, включенная в состав Дальневосточного федерального округа. Следует отметить, что непосредственного выхода к морю у данной области нет. Так, например, северо-восток области расположен лишь в 150 км от Охотского моря, а средние районы находятся на расстоянии 500-600 км. Климатические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров для рассматриваемого района региона

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 45.4 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	900-1000 мм
11	Район по гололеду	4
12	Ветровой район	3

1.3 Структурный анализ ЛЭП

В таблице 2 представлены ЛЭП Амурской области рассматриваемого участка электроэнергетической сети.

Таблица 2– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1		АС-240	55	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – ПП Зея	220	АС-300	11	ВЛ
ВЛ 220 кВ ПП Зея - Ледяная		АС-300	7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная		АС-300	2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная		АС-300	2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная - ГПП	220	АС-300	19.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная/т		АС-240	47.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная – Ледяная/т		АС-300	3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск/т		АС-240	38.9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск	220	АС-300	36.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шимановск – Мухинская/т		АС-300	52.7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шимановск/т – Мухинская/т	220	АС-240	54.8	ВЛ

1.4 Структурный анализ ПС

Способы присоединения РУ и ПС к электроэнергетической сети представлены в таблице 3.

Таблица 3 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Магдагачи	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Ледяная	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Восточная	Тупиковая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС ГПП	Тупиковая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Шимановск	Тупиковая	Мостик (5АН)
ПС Шимановск/т	Тупиковая	Мостик (5АН)
ПС Ледяная/т	Отпаечная	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Мухинская/т	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Трансформаторы и автотрансформаторы, их марки и количество установленные на ПС размещены в таблице 4.

Таблица 4 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПП Зея	-
ПС Ледяная	2 х ТДТН– 40000/220/35
ПС Восточная	2 х ТРДЦН– 63000/220
ПС ГПП	2 х АДЦТН– 63000/220/110
ПС Шимановск	2 х ТДТН– 25000/220/35/10
ПС Шимановск/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10
ПС Ледяная/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10
ПС Мухинская/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10

Рассмотренный мною участок электроэнергетической сети сложен по структуре, замкнут и имеет слабые и сильные стороны. Подстанции 220 кВ имеют как отпаечные так и переходные связи и большинство связано с двумя смежными ПС. Связи имеющие 3 и более ПС надежны и сильны. В Рассмотренном участке участвуют 8 ПС, в общем и целом имеющие 2 трансформатора или автотрансформатора. Большинство ЛЖП выполнены из АС сечением 300 квадратных миллиметров. Промышленный потенциал Амурской области очень велик и его стоит развивать.

1.5 Важность космодрома в связи с последними событиями.

Казахстан отбирает у России космодром Байконур.

Решение вынесли британские судьи по нормам британского права.

Теперь один из ключевых космических проектов РФ под угрозой. А в казахских СМИ вновь заговорили о том, что Россия может оставить самый первый космодром в мире.

Казахстан арестовал имущество России на космодроме Байконур и требует примерно 26,5 миллиона долларов компенсации (2 миллиарда рублей). Заодно запретил главе дочки "Роскосмоса" покидать страну. Ряд казахских и российских СМИ уже говорят о том, что РФ может лишиться первого космодрома в истории.

Недавно Казахстан арестовал имущество Центра эксплуатации объектов наземной космической инфраструктуры (ЦЭНКИ) — дочки "Роскосмоса". Ну как Казахстан, суд Международного финансового центра "Астана", который действует на острове британского права.

Формально — за неуплату долгов в 26,5 миллиона долларов. Но настоящей причиной казахские СМИ называют конфликт Юрия Борисова и министра цифрового развития республики Багдата Мусина.

В связи с этим у России остался только космодром Восточный который и будет развиваться стремительными темпами во всех аспектах и энергетическом в частности. На сегодняшний день Восточный- это единственный "билет" в космос для России.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной главе проводится расчет вероятностных характеристик нагрузки, которые являются необходимыми для выбора соответствующего оборудования и реконструкции сети.

Для прокладки линии 220кВ Амурская-ГПП используется информация об электрической нагрузке, которая в свою очередь определяет выбор оборудования. Для расчета электрической нагрузки применяется метод, выбранный на основе результатов контрольных замеров. Таким образом, расчет нагрузки осуществляется с использованием вероятно-статистического метода. Исходные нагрузки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета режима

Название ПС	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность принятая, МВт	Реактивная мощность принятая, МВар
1	2	3	4	5
ПС Амурская 500	431,0	0,0	500	
ПС Амурская 220	25,9	18,1	30	21
ПП Зея	10,3	3,4	12	4
ПС 220 кВ ГПП	11,3	3,8	13,3	4,4
ПС 220 кВ Восточная	0,7	0,1	0,8	0,1
ПС 220 кВ Ледяная	3,7	0,2	4,3	0,2
ПС 220 кВ Ледяная/т	6,8	7,1	7,9	8,2
ПС 220 кВ Шимановск	10,4	4,1	12,1	4,7

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Шимановск/Т	6,8	2,3	7,9	2,7
ПС 220 кВ Мухинская/Т	6,1	0,2	7,1	0,2
Свободненская ТЭС	12,2	5,3	14,1	6,2

В качестве примера показан подробный расчет вероятностных характеристик для зимы и лета на ПС ГПП. Используем метод сложных процентов.

1) Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = N_{тр} \cdot S_{m(ном)} \cdot k_3 \cdot \cos(\varphi) \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2)$$

Где $N_{тр}$ - количество трансформаторов;

$S_{m(ном)}$ - номинальная мощность трансформатора;

k_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

2) Благодаря максимальной мощности выбирается все элементы сети за исключением трансформатора:

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp} \quad (3)$$

$$Q_{max} = k_{max} \cdot Q_{cp} \quad (4)$$

где k_{\max} – коэффициент максимума равен 1,2.

3) Эффективная (среднеквадратичная) мощность – её величина необходима для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi} \quad (5)$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}, \quad (6)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы равен 1,15.

Исходные данные для расчёта в таблице 1.

Для лета все вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, равным 0,85.

$$P_{\text{ср.з}} = 2 \cdot 20 \cdot 0,29 \cdot 0,95 = 11,02 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.л}} = 11,02 \cdot 0,85 = 9,37 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.з}} = 11,02 \cdot 0,4 = 3,53 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ср.л}} = 3,53 \cdot 0,4 = 2,99 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{max.з}} = 1,2 \cdot 11,02 = 13,23 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max.л}} = 13,23 \cdot 0,85 = 11,24 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max.з}} = 0,4 \cdot 13,23 = 4,23 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{max.л}} = 4,23 \cdot 0,85 = 3,6 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{эф.з}} = 1,15 \cdot 11,02 = 12,67 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.л}} = 12,67 \cdot 0,85 = 10,77 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эк.з}} = 1,15 \cdot 0,4 = 4,06 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эк.л}} = 4,06 \cdot 0,85 = 3,45 \text{ МВар}$$

Полный расчет вероятностных характеристик, существующих ПС выполнен в программе Math Type.

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

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

$$P_{прог}^{cp} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (7)$$

где P_{cp} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,029 [29].

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

t – год в который снимался первый замер.

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

В качестве примера покажем подробный расчет спрогнозированных нагрузок на ПС ГПП:

$$P_{прог}^{cp} = 11,02 \cdot (1 + 0,029)^5 = 12,9 \text{ МВт}$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi} \quad (8)$$

$$P_{эф} = 12,9 \cdot 1,15 = 14,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (9)$$

$$Q_{cp} = 12,9 \cdot 0,4 = 4,1 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\text{ф}}, \quad (10)$$

$$Q_{\text{эф}} = 4,1 \cdot 1,15 = 4,8 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\text{max}} \quad (11)$$

$$P_{\text{max}} = 12,9 \cdot 1,2 = 15,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\text{max}}, \quad (12)$$

$$Q_{\text{max}} = 4,1 \cdot 1,2 = 5 \text{ Мвар}$$

Для ГПП в связи с описанной в первой главе ситуацией целесообразнее будет взять нагрузку для ПС ГПП выше рассчитанной.

Нагрузка на космодроме Байконур составляет примерно 55 МВт. Беря это в расчет делаю вывод, что нагрузка для ПС ГПП будет увеличиваться за следующие 5 лет в арифметической прогрессии, и будет равна нагрузке на Байконуре, а скорее всего превысит её. Так как не известно когда решиться спор в отношении космодрома.

Следовательно в интересах России расширять космодром Восточный во всех аспектах.

Далее в таблице 6 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Math Type.

Таблица 6 – Прогнозируемые вероятностные характеристики

ПС, ПП и С	Активная мощность, МВт				Реактивная мощность, МВар			
	$P_{ср}$	$P_{эф}$	$P_{мах}$	P_{min}	$Q_{ср}$	$Q_{эф}$	$Q_{мах}$	Q_{min}
ПС Амурская	30	34	36	25,5	21	24,1	25,2	17,8
ПС Ледяная	4,3	4,9	5,16	3,66	0,2	0,23	0,24	0,17
ПС ГПП	68	77,7	82,2	58,2	27,4	31,5	32,8	23,3
ПС СК-1	1,2	1,38	1,43	1	0,14	0,161	0,17	0,12
ПС Аэродром	1	1,15	1,2	0,85	0,3	0,345	0,4	0,25
ПС Восточная	0,8	0,92	0,96	0,68	0,1	0,115	0,12	0,085
ПП Зея	12	13,8	14,4	10,2	4	4,6	4,8	3,4
ПС Ледяная/тяг	7,9	9,1	9,48	6,71	8,9	10,2	10,7	7,56
ПС Шимановск	12,1	13,9	14,5 2	10,3	4,7	5,4	5,64	4
ПС Шимановск/тяг	7,9	9,1	9,48	6,71	2,7	3,1	3,24	2,3
ПС Мухинская/тяг	7,1	8,16	8,52	6	0,2	0,23	0,24	0,17
Свободненская ТЭС	14,1	16,2	16,9 2	11,9 9	6,2	7,13	7,44	5,27

Спрогнозированная нагрузка необходима для дальнейшего расчета параметров оборудования и режимов.

3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Описание, анализ и отбор вариантов конфигурации электрической сети

Главная понизительная подстанция соединена по тупиковой двухцепной ВЛ 220 кВ, при ее повреждении ПС ГПП полностью потеряет нагрузку.

В следствии имеющихся данных утверждаю, что электроснабжение космодрома не надежно, и имеет низкую пропускную способность, развитие в будущем с плохим электроснабжением невозможно.

В практике проектирования для построения рациональной конфигурации сети применяется вариационный метод. Для данного местоположения потребителей выделяется 2 варианта и на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Длина линий и количество выключателей для вариантов конфигурации электрической сети.

№ Варианта	Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	ПС Амурская – ГПП	2	68,4	4
2	ПС Ледяная/тяга – ГПП	2	27,7	4

Для расчета первоначального режима выбираем сечение АС-300.

Что должно хватить как для нагрузки на данный момент, так и при условии её увеличения в ближайшем будущем.

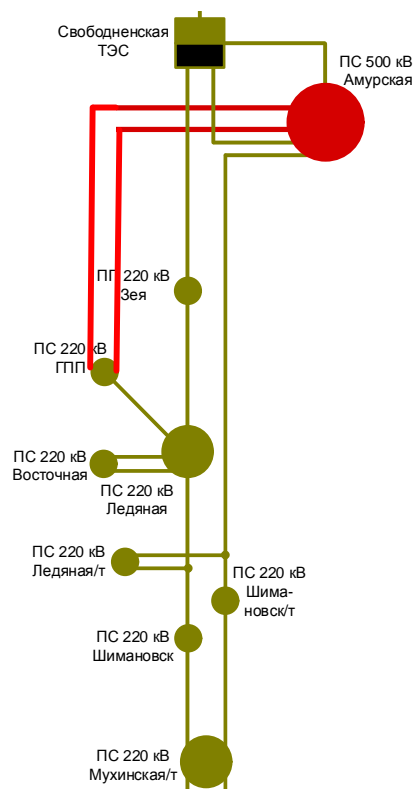


Рисунок 2- первый вариант схемы

Описание варианта схемы №1 - ГПП напрямую к ПС Амурской.

Преимуществами данной схемы являются небольшое количество выключателей в проектируемом варианте сети.

Недостатками данной схемы являются увеличение стоимости из-за большей длины проектируемых ЛЭП.

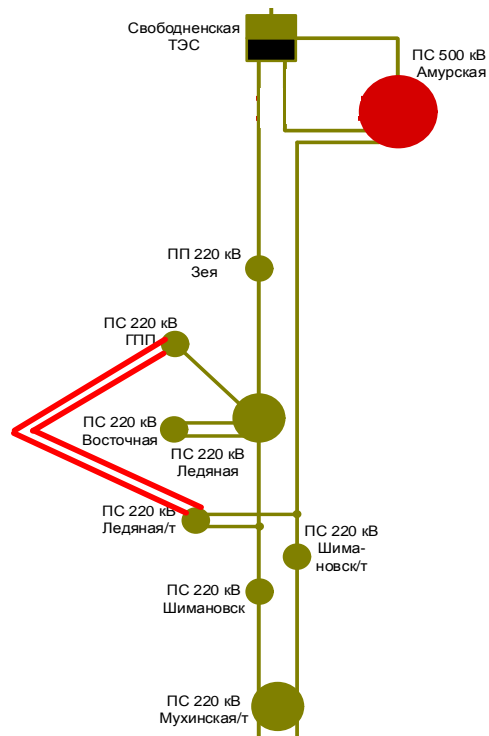


Рисунок 3- второй вариант схемы

Описание варианта схемы №2 - ГПП к ПС Ледяная/тяга.

Преимуществами данной схемы являются относительно небольшое количество выключателей в проектируемой сети.

Недостатками данной схемы являются увеличение стоимости из-за большой длины проектируемых ЛЭП.

$$U_{\text{Амурская-ГПП}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{\text{Амурская-ГПП}}} + \frac{2500}{P_{\text{Амурская-ГПП}}}}} \quad (13)$$

$$U_{\text{Амурская-ГПП}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{68,4} + \frac{2500}{82,3}}} = 162,6$$

$$U_{\text{Ледяная/тяга-ГПП}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{\text{Ледяная/тяга-ГПП}}} + \frac{2500}{P_{\text{Ледяная/тяга-ГПП}}}}} \quad (14)$$

$$U_{\text{Ледяная/тяга-ГПП}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{27,7} + \frac{2500}{82,3}}} = 143,5$$

3.2 Компенсация реактивной мощности

Установка источников реактивной мощности вблизи с потребителем это экономически выгодное решение, так как транспортировка большой реактивной мощности по ЛЭП может привести к потере электроэнергии. Для определения нужной мощности компенсирующих устройств для подстанции ГПП необходимы дополнительные расчеты.

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{эк}} ; \quad (15)$$

$$Q_{\text{эк}} = 82,2 \cdot 0,4 = 32,9 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{KVi}} = Q_{\text{maxi}} - Q_{\text{эки}} ; \quad (16)$$

$$Q_{\text{maxi}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (17)$$

$$Q_{\text{maxi}} = 82,2 \cdot 0,4 = 32,9$$

$$Q_{\text{KV}} = 32,9 - 32,9 = 0 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент $\text{tg}(\varphi)$ принимается равным 0,4.

В следствии выше перечисленного, делаем вывод, что требуемая мощность компенсации выходит в ноль, и следовательно компенсация не требуется.

3.3 Выбор числа и мощности силовых автотрансформаторов

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{n \cdot K_3} \quad (18)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{сн}$ – активная мощность СН;

$P_{нн}$ – активная мощность на стороне НН;

$Q_{сн}$ – реактивная мощность СН;

$Q_{нн}$ – реактивная мощность НН.

$$S_p = \frac{\sqrt{(82,2 + 4)^2 + (32,9 + 1)^2}}{2 \cdot 0,7} = 76,1 \text{ МВА}$$

Для схемы оставляем АДЦТН– 63000/220/110 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 63$ МВА.

Проверка по загруженности:

$$K_3^{нор} = \frac{S_p}{n \cdot S_{Тном}} \quad (19)$$

$$K_3^{нор} = \frac{76,1}{2 \cdot 63} = 0,6$$

$$K_3^{\Pi} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (20)$$

$$K_3^{\Pi/AB} = \frac{76,1}{1 \cdot 63} = 1,2$$

Допустимый предел для $K_3^{\Pi/AB}$ - 1,45.

По результатам расчетов для схем оставляем автотрансформатор АТДЦТН– 63000/220/110 с номинальной мощностью $S_{\text{Тном}} = 63$ МВА.

3.4 Выбор сечений проводников

Сечение проводника определяет длительно допустимый ток, а также величину мощности способную передать проводником.

Вариант №1:

Находим максимальный ток, протекающий по линии по формуле:

$$I_M = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{ц}}} \quad (21)$$

где U – напряжение линии, кВ;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей.

$$I_M = \frac{\sqrt{82,2^2 + 32,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0,232 \text{ Ка}$$

Выберем АС-300, так как он подходит по требуемым параметрам. Допустимая токовая нагрузка – 605 А при 25 °С.

3.5 Расчет режимов электроэнергетической сети в ПВК RastrWin3.

Краткий обзор ПВК RastrWin3, предназначенной для анализа и расчета электрических систем на персональных компьютерах. Позволяет рассчитывать

режимы и оценивать их Максимальный объём схемы составляет 1200-1500 узлов в 3

Для представления результатов расчета используется таблица, которую можно просматривать с помощью клавиш “PGUP” и “PGDN” для прокрутки вперед и назад по страницам, а также с помощью стрелок для перемещения по узлам. На экране отображаются все связи узла, если они не помещаются на экране, то узел отображается частично. Для непосредственного перехода к нужному узлу необходимо ввести его номер и нажать клавишу “Enter”, после чего номер узла появится на первой строке экрана.

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы - F8.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

В полном объеме представлены в приложении В.

Далее в таблицах с 8 по 21 представлены расчеты максимального, минимального, нормального, послеаварийного режима и загрузки ЛЭП.

Таблица 8 – узлы максимального режима первой схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4	5	6
Ген	42	ПС Амурская 500	500	505	1
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	500.8	0.17
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	500.8	0.17
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	220.3	0.16
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	35.06	0.17
Нагр	53	ПП Зея 220	220	219.7	-0.09
Нагр	54	ПС 220 кв ГПП	220	219.6	-0.17
Нагр	55	ПС 220кв Восточная	220	219.8	-0.08
Нагр	56	ПС 220кв Ледяная	220	219.8	-0.08
Нагр	57	ПС 220кв Ледяная/тяг	220	220.1	0.07
Нагр	58	ПС 220кв Шимановск	220	219.9	-0.01
Нагр	59	ПС 220кв Шимановск/тяг	220	220.07	0.03
База	60	ПС 220кв Мухинская/тяг	220	220	0
Нагр	66	Свободненская ТЭС	220	219.8	-0.043
Нагр	1	0 точка авт-тр1	220	218.02	-0.8
Нагр	2	0 точка авт-тр2	220	218.02	-0.8

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
Нагр	3	ПС ГПП СН	110	108.9	-0.9
Нагр	4	ПС ГПП НН	10	9.8	-1.8
Нагр	5	Ск-1 110	110	108.9	-0.9
Нагр	6	Аэродром	110	108.9	-0.91

Таблица 9 – Ветви максимального режима первой схемы

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	5.6
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	5.7
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зея	0,89	3,96	-24,4	3.7
ЛЭП	53	56	ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8	3.3
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	0.5
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	31.1
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40	31.3
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,0 6	-96,2	5.9

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6	20.3
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101	16.7
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,5 3	-123	16.1
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,8 4	-139,5	22.8
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,6 2	-142,6	20.4
ЛЭП	45	54	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ ГПП	6.43	28.7	-176.8	6.9
ЛЭП	45	54	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ ГПП	6.43	28.7	-176.8	6.9
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	54	1	ПС 220 кв ГПП - 0 точка ат-тр1	1,4	104	5,9	
Тр-р	54	2	ПС 220 кв ГПП - 0 точка авт-тр2	1,4	104	5,9	
Тр-р	1	3	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	2	3	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	1	4	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		
Тр-р	2	4	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		

Таблица 10 – узлы минимального режима первой схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4	5	6
Ген	42	ПС Амурская 500	500	505	1
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	500.8	0.17
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	500.8	0.17
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	220.3	0.16
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	35.06	0.17
Нагр	53	ПП Зея 220	220	219.7	-0.09
Нагр	54	ПС 220 кв ГПП	220	219.6	-0.17
Нагр	55	ПС 220кв Восточная	220	219.8	-0.08
Нагр	56	ПС 220кв Ледяная	220	219.8	-0.08
Нагр	57	ПС 220кв Ледяная/тяг	220	220.1	0.07
Нагр	58	ПС 220кв Шимановск	220	219.9	-0.01
Нагр	59	ПС 220кв Шимановск/тяг	220	220.07	0.03
База	60	ПС 220кв Мухинская/тяг	220	220	0
Нагр	66	Свободненская ТЭС	220	219.8	-0.043
Нагр	1	0 точка авт-тр1	220	218.02	-0.8
Нагр	2	0 точка авт-тр2	220	218.02	-0.8

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Нагр	3	ПС ГПП СН	110	108.9	-0.9
Нагр	4	ПС ГПП НН	10	9.8	-1.8
Нагр	5	Ск-1 110	110	108.9	-0.9
Нагр	6	Аэродром	110	108.9	-0.91

Таблица 11 – Ветви минимального режима первой схемы

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	5.6
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	5.7
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зея	0,89	3,96	-24,4	3.7
ЛЭП	53	56	ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8	3.3
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	0.5
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	31.1
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40	31.3
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,0 6	-96,2	5.9

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6	20.3
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101	16.7
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,5 3	-123	16.1
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,8 4	-139,5	22.8
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,6 2	-142,6	20.4
ЛЭП	45	54	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ ГПП	6.43	28.7	-176.8	6.9
ЛЭП	45	54	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ ГПП	6.43	28.7	-176.8	6.9
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	54	1	ПС 220 кв ГПП - 0 точка ат-тр1	1,4	104	5,9	
Тр-р	54	2	ПС 220 кв ГПП - 0 точка авт-тр2	1,4	104	5,9	
Тр-р	1	3	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	2	3	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	1	4	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		
Тр-р	2	4	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		

Расчет послеаварийного режима первого варианта схемы:

Таблица 12 – узлы послеаварийного режима первой схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4	5	6
Ген	42	ПС Амурская 500	500	505	1
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	500.05	0.016
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	500.05	0.01
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	220	0
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	35	0
Нагр	53	ПП Зея 220	220	219.7	-0.11
Нагр	54	ПС 220 кв ГПП	220	213.03	-3.1
Нагр	55	ПС 220кв Восточная	220	219.8	-0.05
Нагр	56	ПС 220кв Ледяная	220	219.8	-0.05
Нагр	57	ПС 220кв Ледяная/тяг	220	219.9	-0.02
Нагр	58	ПС 220кв Шимановск	220	219.8	-0.06
Нагр	59	ПС 220кв Шимановск/тяг	220	219.95	-0.02
База	60	ПС 220кв Мухинская/тяг	220	220	0
Нагр	66	Свободненская ТЭС	220	219.7	-0.1
Нагр	1	0 точка авт-тр1	220	211.39	-3.91
Нагр	2	0 точка авт-тр2	220	211.39	-3.9

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
Нагр	3	ПС ГПП СН	110	105.6	-3.9
Нагр	4	ПС ГПП НН	10	9.5	-4.8
Нагр	5	Ск-1 110	110	105.6	-3.9
Нагр	6	Аэродром	110	105.6	-3.9

Таблица 13 – Ветви послеаварийного режима первой схемы

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	3.2
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	3.3
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зея	0,89	3,96	-24,4	2.3
ЛЭП	53	56	ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8	8.4
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	9.3
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	-	-	-	-
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,0 6	-96,2	5.9
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6	19.1

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101	16.8
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,5 3	-123	16.2
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,8 4	-139,5	22.9
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,6 2	-142,6	20.5
ЛЭП	45	54	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ ГПП	-	-	-	-
ЛЭП	45	54	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ ГПП	6.43	28.7	-176.8	41,3
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39			

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	54	1	ПС 220 кВ ГПП - 0 точка ат-тр1	1,4	104	5,9	
Тр-р	54	2	ПС 220 кВ ГПП - 0 точка авт-тр2	1,4	104	5,9	
Тр-р	1	3	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	2	3	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	1	4	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		
Тр-р	2	4	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в П/А режиме

Название	I _н ач	I _к он	I _{доп} расч	I _л д ор
ПС 500 кВ Амурская-ПС 220 кВ ГПП	232	250	605	41,3
ПС 500 кВ Амурская-ПС 220 кВ ГПП	отк	отк	отк	отк
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	отк	отк	отк	отк

Далее таблицы для схемы №2.

Таблица 15 – узлы максимального режима второй схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4	5	6
Ген	42	ПС Амурская 500	500	505	1
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	500.8	0.17
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	500.8	0.17
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	220.3	0.16
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	35.06	0.17
Нагр	53	ПП Зея 220	220	219.7	-0.09
Нагр	54	ПС 220 кв ГПП	220	219.6	-0.1
Нагр	55	ПС 220кв Восточная	220	219.8	-0.08
Нагр	56	ПС 220кв Ледяная	220	219.8	-0.08
Нагр	57	ПС 220кв Ледяная/тяг	220	220.1	0.07
Нагр	58	ПС 220кв Шимановск	220	219.9	-0.01
Нагр	59	ПС 220кв Шимановск/тяг	220	220.07	0.03
База	60	ПС 220кв Мухинская/тяг	220	220	0
Нагр	66	Свободненская ТЭС	220	219.8	-0.04
Нагр	1	0 точка авт-тр1	220	218.02	-0.8
Нагр	2	0 точка авт-тр2	220	218.02	-0.8
Нагр	3	ПС ГПП СН	110	108.9	-0.9

1	2	3	4	5	6
Нагр	4	ПС ГПП НН	10	9.8	-1.8
Нагр	5	Ск-1 110	110	108.9	-0.9
Нагр	6	Аэродром	110	108.9	-0.9

Таблица 16 – Ветви максимального режима второй схемы

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	5.5
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	5.6
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зея	0,89	3,96	-24,4	3.6
ЛЭП	53	56	ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8	3.6
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	0.5
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40	25.9
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,0 6	-96,2	5.1
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6	26.6

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101	16.5
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,5 3	-123	15.8
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,8 4	-139,5	22.6
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,6 2	-142,6	20.3
ЛЭП	57	54	ПС 220кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	2.68	11.8	-77.6	7.1
ЛЭП	57	54	ПС 220кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	2.68	11.8	-77.6	7.1
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	1.6
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	54	1	ПС 220 кв ГПП - 0 точка ат-тр1	1,4	104	5,9	
Тр-р	54	2	ПС 220 кв ГПП - 0 точка авт-тр2	1,4	104	5,9	
Тр-р	1	3	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	2	3	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	1	4	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		
Тр-р	2	4	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		

Таблица 17 – узлы минимального режима второй схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4	5	6
Ген	42	ПС Амурская 500	500	505	1
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	502	0.02
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	502	0.02
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	221	0.5
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	35.11	0.7
Нагр	53	ПП Зея 220	220	220.7	0.64
Нагр	54	ПС 220 кв ГПП	220	220.6	0.61
Нагр	55	ПС 220кв Восточная	220	220.7	0.64
Нагр	56	ПС 220кв Ледяная	220	220.7	0.64
Нагр	57	ПС 220кв Ледяная/тяг	220	220.9	0.42
Нагр	58	ПС 220кв Шимановск	220	220.5	0.25
Нагр	59	ПС 220кв Шимановск/тяг	220	220.5	0.25
База	60	ПС 220кв Мухинская/тяг	220	220	0
Нагр	66	Свободненская ТЭС	220	220.8	0.46
Нагр	1	0 точка авт-тр1	220	218.02	-0.9
Нагр	2	0 точка авт-тр2	220	218.02	-0.9
Нагр	3	ПС ГПП СН	110	109.5	-0.16

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
Нагр	4	ПС ГПП НН	10	9.8	-1.8
Нагр	5	Ск-1 110	110	108.9	-0.9
Нагр	6	Аэродром	110	108.9	-0.9

Таблица 18 – Ветви минимального режима второй схемы

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	4.2
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	4.2
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зея	0,89	3,96	-24,4	3
ЛЭП	53	56	ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8	2
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	0.4
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40	17.9
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,0 6	-96,2	3.5
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6	26.3

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101	6.1
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,5 3	-123	6
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,8 4	-139,5	10
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,6 2	-142,6	9.5
ЛЭП	57	54	ПС 220кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	2.68	11.8	-77.6	4.9
ЛЭП	57	54	ПС 220кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	2.68	11.8	-77.6	4.9
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	3
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	3
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	2.4
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0.31	1.48	-9.2	2.4
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	54	1	ПС 220 кв ГПП - 0 точка ат-тр1	1,4	104	5,9	
Тр-р	54	2	ПС 220 кв ГПП - 0 точка авт-тр2	1,4	104	5,9	
Тр-р	1	3	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	2	3	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	1	4	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		
Тр-р	2	4	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		

Таблица 19 – узлы послеаварийного режима второй схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4	5	6
Ген	42	ПС Амурская 500	500	505	1
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	500.1	0.02
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	500.1	0.02
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	220	0
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	35.1	0.01
Нагр	53	ПП Зея 220	220	219.6	-0.17
Нагр	54	ПС 220 кв ГПП	220	216.8	-1.4
Нагр	55	ПС 220кв Восточная	220	219.7	-0.13
Нагр	56	ПС 220кв Ледяная	220	219.7	-0.13
Нагр	57	ПС 220кв Ледяная/тяг	220	219.7	-0.11
Нагр	58	ПС 220кв Шимановск	220	219.9	-0.1

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Нагр	59	ПС 220кВ Шимановск/тяг	220	219.8	-0.2
База	60	ПС 220кВ Мухинская/тяг	220	220	0
Нагр	66	Свободненская ТЭС	220	219.6	-0.14
Нагр	1	0 точка авт-тр1	220	215.2	-2.1
Нагр	2	0 точка авт-тр2	220	215.2	-2.1
Нагр	3	ПС ГПП СН	110	107.6	-2.1
Нагр	4	ПС ГПП НН	10	9.6	-3.1
Нагр	5	Ск-1 110	110	107.6	-2.1
Нагр	6	Аэродром	110	107.5	-2.1

Таблица 20 – Ветви послеаварийного режима второй схемы

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	4.14
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,4 1	-113,5	4.2
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зея	0,89	3,96	-24,4	1.7
ЛЭП	53	56	ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8	6.5

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17	0.53
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	-	-	-	-
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,0 6	-96,2	1.7
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6	30.8
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101	16.4
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,5 3	-123	15.8
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,8 4	-139,5	22.6
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,6 2	-142,6	20.2
ЛЭП	57	54	ПС 220кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	2.68	11.8	-77.6	40,1
ЛЭП	57	54	ПС 220кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	-	-	-	-
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4
ЛЭП	3	5	ПС ГПП СН - Ск-1	0.26	1.28	-8.6	1.4

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0,31	1,48	-9,2	1,6
ЛЭП	3	6	ПС ГПП СН - Аэродром	0,31	1,48	-9,2	1,6
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39			
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113, 5		
Тр-р	54	1	ПС 220 кв ГПП - 0 точка ат-тр1	1,4	104	5,9	
Тр-р	54	2	ПС 220 кв ГПП - 0 точка авт-тр2	1,4	104	5,9	
Тр-р	1	3	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	2	3	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП СН	1,4	0		
Тр-р	1	4	0 точка ат-тр1 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		
Тр-р	2	4	0 точка авт-тр2 - ПС ГПП НН	2,6	195, 6		

Таблица 21 – Загрузка ЛЭП в П/А режиме

Название	I _н ач	I _к он	I _{доп} расч	I/I _d ор
ПС 220 кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	240	244	605	40,1
ПС 220 кВ Ледяная/тяг - ПС 220 кВ ГПП	отк	отк	отк	отк
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	отк	отк	отк	отк

3.6 Анализ схем по результатам расчета режимов в ПВК RastrWin3

Исходя из расчета режимов максимальный ток на одной из подходящих к ПС ГПП ЛЭП не превышает 250 А, следовательно целесообразно будет взять провод марки АС- 240 с длительно допустимым током равным 605 А. В максимальном и после аварийном режимах ЛЭП не будет загружена более чем на 90%.

Рассматривая полученные в ходе расчета данные можем утверждать, что изменение напряжения во всех случаях не превышают 5% для нормальных режимов и 10% в после аварийных режимах, что соответствует ГОСТ 32.144-2013.

Перетоки мощности находятся в допустимых пределах как для обычных ПС так и для тяговых. Угол Delta находится в допустимых пределах.

Потери при передаче электроэнергии и на нагрев линий для первой схемы немного больше чем для второй т.к. длинна первой выше и следовательно генерация реактивной мощности выше, с этим помогут справиться компенсирующие устройства.

3.7 Расчет технико-экономических вложений

Расчет делается ради определения наиболее дешевого варианта реконструкции.

Капитальные вложения требуются для строительства электросетевого хозяйства, включают вложения в монтаж или демонтаж оборудования подстанции и строительство линии электропередач, тыс. руб.:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (22)$$

Вложения в строительство ПС исходят из перманентных затрат, так же в число входят затраты на покупку автотрансформаторов, и КУ реактивной мощности, создание КРУ, присоединений, и покупку земель, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (23)$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ОРУ}$ – стоимость распределительного устройства, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость РУ;

$K_{ОТ.З.}$ – затраты на отвод земли.

1) Вариант схемы №1

$$K_{ПС} = (8000 \cdot 4) \cdot 6,47 \cdot 1,09 = 226673 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$K_{ПС} = (8000 \cdot 4) \cdot 6,47 \cdot 1,09 = 226673 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительство ВЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (24)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина КЛ.

1) Вариант схемы №1

$$K_{\text{ЛЭП}} = 10380 \cdot 68,4 = 709992 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №2

$$K_{\text{ЛЭП}} = 10380 \cdot 27,7 = 287526 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети:

1) Вариант схемы №1

$$K = 709992 + 226673 = 936665 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №2

$$K = 287526 + 226673 = 514199 \text{ тыс. руб}$$

Поиск потерь электроэнергии :

Потери электрической энергии в сети происходят в автотрансформаторах и в линиях электропередачи. Расчет потерь ведется в ПВК RastrWin3

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (25)$$

1) Вариант схемы №1

Потери мощности в элементах сети:

$$\Delta W = 450,236 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

2) Вариант схемы №2

Потери мощности в элементах сети:

$$\Delta W = 1098,358 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Эксплуатационных издержки.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W}, \quad (36)$$

$$I = 46833 + 19053,64 + 1125,59 = 67012,23 \text{ тыс.руб.}$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (26)$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 709992 + 0,059 \cdot 226673 = 19053,64 \text{ тыс.руб.}$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию

и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (27)$$

$$I_{AM} = \frac{936665}{20} = 46833 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (28)$$

$$I_{\Delta W} = 450,236 \cdot 2,5 = 1125,59 \text{ тыс.руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

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

Издержки вариантов проектирования представлены в таблице 22.

Таблица 22 – значения издержек для вариантов проектирования

Вариант проектирования	I_{AM} , тыс.руб	$I_{РЭО}$, тыс. руб	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	I_{Σ} , тыс. руб
1	19053,64	46833	1125,59	67012,33
2	5451,3	25709,95	2125,59	33486,33

Определение приведенных затрат:

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_{H,д} \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (29)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

I_{Σ} – суммарные издержки.

1) Первый вариант схемы

$$Z = 0,1 \cdot 709992 + 67012 = 138 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

2) Второй вариант схемы

$$Z = 0,1 \cdot 514199 + 33486,33 = 84,9 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета технико-экономических показателей приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Технико-экономические показатели для варианта сети

Показатель	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения, млн. руб.	709,9	514,2
Издержки, млн. руб.	67	34
Приведенные затраты, млн. руб.	138	84,9

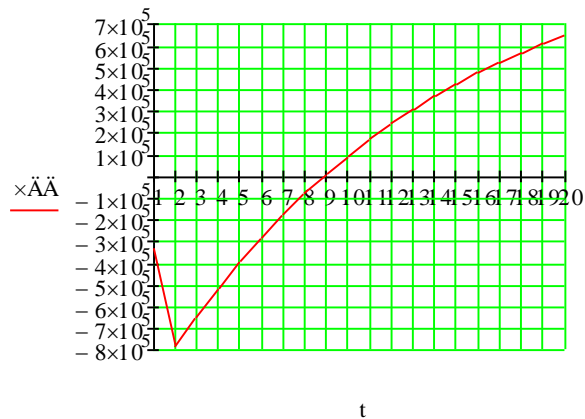


Рисунок 4 - Чистый дисконтированный доход

Вывод: менее затратная схема под №2, но если взять в расчет, что с каждым днем инвестиции в космическую науку и строительство будут увеличиваться, так же космодром является военным стратегическим объектом, то надёжнее будет взять схему под № 1. Так как она более надежна и эффективна. Срок окупаемости схемы №1 составит 9 лет

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания вызываются из-за не полной целостности изоляции электрических цепей. Эти нарушения возникают по разным причинам. Часто короткие замыкания происходят при переходном сопротивлении.

Такие оборудования как токоведущие устройства и токоограничивающие устройства и другие оборудования. Необходимо выбирать оборудования с учетом токов коротких замыканий. В этом разделе используется метод симметричных составляющих для расчета КЗ однофазного, двух фазного, трехфазного и однофазного на землю

Рассчитываются однофазные и многофазные короткие замыкания.

Для более точного результата произведем расчет в программно-вычислительном комплексе RastrRZ.

4.1 Расчет в RastrKZ

Вычислительный комплекс служит для расчета ТКЗ как 3-ех, 2-ух, однофазных, двухфазных на землю, прямой, обратной так и для нулевой последовательности.

Для расчета требуется сохранить режим как шаблон «динамика.rst». Чтобы установить начальные данные находим вкладку «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. ля установки узлов необходимо перейти на вкладку "Узлы/Несим/ИД". Для ветвей, необходимо перейти на вкладку "Ветви/Несим/ИД" и задать параметры ветви, включая индуктивность прямой последовательности. Чтобы рассчитать короткое замыкание, необходимо задать параметры генераторного оборудования и эквивалентной системы на вкладке "Генератор/Несим". В этом случае необходимо задать индуктивность прямой последовательности и ЭДС генератора.

4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Расчет токов КЗ нужно производить для определения целевого значения теоретически возможного тока короткого замыкания, на этой основе

производиться подбор электрооборудования, а также расчет уставок релейной защиты. Параметры генераторов приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Параметры генераторов

Параметр	Тип генератора	
	ТПВ-200-2МУЗ	СВ-1130/220-44ХЛ4
Активная мощность, МВт	200	1130
Коэффициент мощности	0,85	0,8
Полная мощность, МВА	117,5	1150
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Номинальный ток, А	6475	6875
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191	0,192

Параметры схемы замещения определяются по формулам ниже.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z,np} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (30)$$

где X_d'' - сопротивление генератора переходное;

S_n - мощность генератора полная.

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-100-2УЗ:

$$X_{z,np} = 0,191 \cdot \frac{10,5^2}{117,5} = 0,179$$

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-120-2УЗ:

$$X_{z.np} = 0,192 \cdot \frac{10,5^2}{125} = 0,169$$

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot X_{z.np} \tag{31}$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 31:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,206$$

4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Результаты расчета сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчет токов к.з. на шинах ПС Амурской и ГПП

Место к.з.	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
Шины НН ГПП	3ф	1	14,57	-71,76	14,57	-71,76	0	
	2ф	1	14,56	-70,74	-14,56	-70,74	0	
	1ф1ф	1	29,1	-70,75	29,03	-50,7	29,03	-70,76
	1ф	1	14,56	-70,74	14,56	-70,74	14,56	-70,74
Шины СН ГПП	3ф	3	26,2	-70,74	0		0	
	2ф	3	13,174	-70,74	13,174	-70,74	13,174	-70,74
	1ф1ф	3	26,2	-70,75	-0,0125	-50,7	-26,188	-70,76
	1ф	3	13,1	-70,98	13,1	-70,98	13,1	-70,98
Шины ВН ГПП	3ф	7	16,8	-72,57	0		0	
	2ф	7	8,4	-72,57	-8,4	-72,57	0	
	1ф1ф	7	16,8	-72,57	-0,0069	-54,35	-16,8	-72,58
	1ф	7	8,4	-72,57	8,4	-72,57	8,4	-72,57
Шины СН Амурской	3ф	9	21,85	-76,77	0		0	
	2ф	9	10,9	-76,77	-10,9	-76,77	0	
	1ф1ф	9	21,8	-76,77	-0,0115	-62,71	-21,83	-76,78
	1ф	9	10,9	-76,77	10,9	-76,77	10,9	-76,77

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (32)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (33)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 2,65, \text{ при } T_a \text{ равной } 0,02;$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 2,4 \text{ при } T_a \text{ равной } 0,03.$$

где T_a – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС ГПП

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{ПО}}^{(2)}$, кА	T_a	$i_{y\partial}$, кА
1	2	3	4	5
ВН ПС ГПП	16,8	8,4	0,03	62,9
СН ПС Амурская	21,85	10,9	0,03	81,88

Рассчитанные значения токов короткого замыкания нужны при расчетах, выборе и проверке оборудования на ПС Амурской и ПС ГПП.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В разделе производится выбор оборудования для ПС и его проверка по допустимым параметрам. В эту часть войдет выбор выключателя, разъединителя, трансформаторов тока, шин, батарей и ТСН.

5.1 Выбор и проверка выключателей

Основное оборудование ПС это автоматические выключатели, их назначение это отключение цепей в нормальном и аварийном режиме. Выключатели выбираются исходя из номинального напряжения и тока. Также выключатель всегда должен проверяться на отключающую способность.

Условия выбора, следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (34)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (35)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (36)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов;

$I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (37)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (38)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{\text{вкл.ном}}$ - номинальный ток включения, кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}; \quad (39)$$

где $i_{\text{аном}}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{\text{ат}}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по следующим формулам:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (40)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (41)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{\text{сз.min}} + t_{\text{св}}; \quad (42)$$

где $t_{сз.min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты,
 $t_{сз.min} = 0,01с$;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Если соблюдается условие $I_{откл.ном} \geq I_{Пг}^{(3)}$, но $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}; \quad (43)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{ПО}^{(3)}; \quad (44)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (45)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (46)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{пер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (47)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.выкл}}, \quad (48)$$

где $t_{\text{откл.выкл}}$ - полное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{рз}}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи, с.

Максимально возможный ток на стороне 220 кВ равен:

$$I_{\text{max ВН}\Sigma} = I_{\text{max}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (49)$$

Максимально возможный ток на стороне 232,3 кВ равен:

$$I_{\text{maxВН}\Sigma} = \frac{\sqrt{82,2^2 + (82,2 \cdot 0,4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 232,3 \text{ A};$$

По рабочим максимальным токам и установившемуся напряжению выбираем выключатели 220 кВ

$$B_K = 16,8^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 666,1 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$$B_{K.\text{ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (50)$$

$$B_{K.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (51)$$

$666,1 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, следовательно, условие выполняется;

На шинах 220 кВ ПС ГПП выбираем элегазовые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-220-40/3150у1.

Остальные выключатели выбраны аналогичным образом. Результат представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГТ-УЭТМ-220-40/3150у1

Каталожные данные	Расчетные данные для	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{max(ТН)} = 232,3 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 16,8 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 16,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$,
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,9 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 16,8^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 666,1 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам.

Расчет выключателей для КРУЭ 220 кВ ПС Амурской проводится аналогично предыдущему. Для шин 220 кВ подберем элегазовые выключатели типа ВГТ-УЭТМ-220-40/3150у1. Сравнение данных выключатели приведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3500 \text{ А}$	$I_{max(Сн)} = 232,3 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 21,85 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 21,85 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 81,88 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 997,8 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам.

5.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители - это устройства коммутации, которые имеют видимый разрыв и не могут быть свободно отсоединены. Они используются для включения и/или отключения участков электрической сети с нагрузкой или без неё.

Выбор разъединителя схож с выключателем, но отличие лишь в том, что проверка отключения не проводится из-за использования их в цепях с напряжением.

Для распределительных устройств напряжением 220 кВ выбираем разъединитель РГП-СЭЦ-220/1250. Разъединитель двухколонковый линейный с наружной установкой. Служит в высоковольтных сетях на переменном токе 50 Герц. Ножи выполнены из бронзового сплава и обладают своеобразной конфигурацией.

Выполним проверку разъединителя, результат занесен в таблицу 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГП-СЭЩ-220/1250 для ПС ГПП

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{max(CT)} = 232,3$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 61,8$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976$ $кА^2 / с$	$B_K = 666,1$ $кА^2 / с$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный разъединитель проходит по требуемым параметрам.

Следовательно принимаем РГП-СЭЩ-220/1250 к установке на ПС ГПП.

В таблице 30 приведены сравнения данных разъединителя.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/2000 УХЛ1 для ПС Амурской

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{max(CT)} = 232,3$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 81,8$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976$ $кА^2 / с$	$B_K = 997,8$ $кА^2 / с$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранные разъединители проходят требуемым параметрам.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока выполняет функцию снижения первичного тока до уровней, удобных измерительным приборам и РЗ, а также позволяет разделить измерительные цепи и защитить их от первичных цепей высокого напряжения. Это электрическое устройство имеет важное значение для эффективной работы электрооборудования.

Для установки на стороне высшей стороне 220 кВ выбран трансформатор тока ТВТ-220-2-200/5-1. В таблице 31 указаны приборы, которые будут подключены к данному трансформатору.

Таблица 31 – Приборы, подключаемые к ТВТ-220-2-200/5-1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	4	4	4
Ваттметр	7КТ1 30	4	4	4
Варметр	7КТ1 30	4	4	4
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	0,8
ИТОГО		16,8		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (52)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}. \quad (53)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (54)$$

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

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

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (55)$$

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

$I_{2\text{Н}}$ - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{16,8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

Таким образом сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 2 \cdot 0,672 + 0,05 = 1,278 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (56)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, принимаем равной 60 м. для 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий)

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,278} = 1,32 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый АКРНГ кабель с сечением 6 мм².

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,67 + 0,28 + 0,05 = 1,01 \text{ Ом.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТВТ-220-2-200/5-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 41,9 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 1,01 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 7 = 11200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 997,8 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Для КРУ 220 кВ выбираем трансформатор тока ТЛМ-220-1-2500/5-4. ТТ подключается к двум фазам А и С.

Приборы, подключаемые к данному ТТ приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Приборы, подключаемые к ТТ ТЛМ-220-1-2500/5-4

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	11		
Ваттметр	7КТ1 30	2		
Варметр	7КТ1 30	2		
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	-	0,8
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	-
ИТОГО		18,2		

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТОЛК-220-1-2000/5 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_P = 1689 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 120 \text{ кА}$	$I_{УД} = 81,8 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 997,8 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Представленный выше трансформатор тока подходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения отличаются от силовых трансформаторов тем, что они имеют меньшую мощность. Это позволяет им работать в режиме холостого хода при достаточно низкой мощности.

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 220 кВ, которая приведена в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Частотомер	СС3021	2	5	10
Ваттметр	СР3021	4	5	20
Варметр	СВ3021	4	5	20
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	4	1	4
Итого				79

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (57)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{ПРИБ} \leq S_{НОМ}; \quad (58)$$

$$S_{ПРИБ} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2};$$

$$S_{ПРИБ} = 79 \text{ ВА};$$

$79 \leq 400 \text{ ВА}$, следовательно, условие выполняется.

5.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В высоковольтным КРУЭ с напряжением 220 кВ и выше используют гибкие шины, которые производят из проводов. Для соединения генераторов и трансформаторов с распределительными устройствами напряжением 10 кВ применяют гибкие провода, которые представляют собой пучок проводов, закрепленных в кольцах-обоймах вокруг этих устройств.

Для установки гибких шин, проводов на гирляндах изоляторов устанавливается определенное расстояния между ними. Например, для сборных шин устанавливают расстояние в зависимости от напряжения: 10 м для напряжения 500 кВ, 4 м для напряжения 220 кВ и 3 м для напряжения 110 кВ. Эти расстояния обеспечивают незначительные силы взаимодействия между фазами, поэтому в расчетах обычно не учитывается электродинамическое действие для гибких шин.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{макс}. \quad (59)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 220 кВ – АС-400/51

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (60)$$

-гибкие шины из провода АС: $C = 90 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$; (учебно-методическое пособие А.А. Соловьев: «Выбор токоведущих частей и электрических аппаратов подстанций»).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{666,7 \cdot 10^6}}{90} = 286,7 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ и выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля E_0 , при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

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

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82;

$r_{\text{эквр}}$ - радиус провода (см), для проводов АС-300 он равен 4 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{4}} \right) = 28,56 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода E определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{эквпр}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эквпр}}}}, \quad (62)$$

где U - номинальное напряжение (кВ);

$D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое междуфазное расстояние.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (63)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 220 кВ данное расстояние равно 8 м.

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{0,678 \cdot \lg \left(\frac{800}{4} \right)} = 20,7 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9 \cdot E_0$:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (64)$$

$$1,07 \cdot 20,7 \leq 0,9 \cdot 28,56$$

$$22,149 \leq 25,7$$

Условие выполнено, что означает отсутствие возникновения коронного разряда. Выбранное сечение соответствует всем требованиям и может быть использовано для подключения к РУ 220 кВ.

5.6 Выбор и проверка ТСН

Силовой трансформатор низкого напряжения (ТСН) - это устройство, применяющееся для изменения напряжения в электрической сети. Его задача состоит в преобразовании ВН, поступающего от электростанции, в НН, кроме того, ТСН могут быть использованы для измерения мощности, а также для защиты электрических цепей от перегрузок и коротких замыканий.

Устанавливаем на высокую сторону напряжения 220 кВ трансформатор силовой низкого напряжения (ТСН) марки ТСЗ-630/6(10)/0,4 трехфазный. Этот трансформатор характеризуется высокой надежностью и защитой, а также не требует дорогостоящего технического обслуживания. Мощность трансформаторов СН определяется на основе расчетной нагрузки, которая включает все электроприемники, указанные в таблице 36.

Таблица 36 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 220 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение КРУЭ 220 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	130,4			65,8

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (65)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8.

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{16,3^2 + 6,5^2} = 14,04 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (66)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН;

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{14,04}{0,7 \cdot 2} = 10,02 \text{ кВА}$$

Примем к установке этот трансформатор.

5.7 Выбор аккумуляторных батарей

Для обеспечения электроснабжения систем управления, автоматизации и сигнализации, и для освещения станций используются устройства постоянного тока с аккумуляторными батареями. Некоторые ситуации требуют использования переменного тока или преобразованного в постоянный тока с помощью тиристорных преобразователей.

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

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (67)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах, принимаем 230 В;

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

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

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:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

По формуле ниже выбирается типовой номер батареи N :

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (68)$$

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

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 3$.

Предварительно принимаем батарею СН-108.

Проверим по максимальному толчковому току.

Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{T_{max}}; \quad (69)$$

$$92 \leq 46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 A;$$

Окончательно принимаем СН-108.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ

Чтобы выбрать тип основной защиты линий с 110-220 кВ, требуется учитывать требования к сохранению устойчивости работы энергосистемы. Важным критерием является способность защиты действовать без задержки при коротком замыкании в любой точке защищаемого участка. Если требования к устойчивости работы энергосистемы не настолько жесткие, то удовлетворительным решением может быть отключение трехфазных КЗ без выдержки времени, когда остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций снижается до 0,6-0,7 кВ от номинального.

Для линий с напряжением 110-220 кВ рекомендуется применять высокочастотную блокировку с дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности как основную защиту, если это необходимо для упрощения защиты или учета условий чувствительности (например, на линиях с ответвлениями).

6.1 Расчет уставок дистанционной защиты

Для обеспечения защиты линий электропередачи от всех видов коротких замыканий с высокой селективностью, решил установить терминал ШЭ2607 091 ЭКРА. Система защиты представляет собой пятиступенчатую ДЗ с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения. Первая ступень обеспечивает защиту от всех видов коротких замыканий, остальные от междуфазных коротких замыканий. Реле тока ТО реагирует на линейные величины токов, а также возможна ускорение защиты. Для расчета защиты ВЛ 220 кВ ПС Амурская - ПС ГПП был выбран шкаф ШЭ267 011021. Расчет проводился для одноступенчатой дистанционной защиты.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{ср1} = 0,85 \cdot Z_n \quad (70)$$

где Z_n - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{ср1} = 0,85 \cdot 6,43 = 5,46 \text{ Ом}$$

Для первой ступени выдержка времени принимается самому минимальному значению, ради обеспечения быстродействия. У быстродействующих микропроцессорных терминалов принимаемое значение выдержки времени 1 ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов и приборов ОМП (0,04 с).

$$t_{защ.} = 0,05 \text{ с}$$

6.2 Выбор уставок МТЗ

Перечень уставок максимальной токовой защиты разбит на три группы:

- 1) уставки по МТЗ;
- 2) уставки по времени МТЗ;
- 3) логика работы МТЗ.

Для модернизированной ступенчатой защиты используется двухступенчатая МТЗ с комбинированием пуска по напряжению. Каждая ступень содержит три фазных ПО тока, действующих по схеме. Вариант с использованием пуска по напряжению выбирается независимо, с учетом обнаружения неисправностей. Для улучшения чувствительности используются три междуфазных реле минимального напряжения и реле напряжения обратной последовательности, уставки которых задаются. Все ступени МТЗ имеют задержку на срабатывание. Выборка уставок и проверка чувствительности измерительного реле фазного тока первой ступени МТЗ проводится для защиты всей линии в целом и резервирования первой ступени защиты смежного участка. Уставки всех реле фазных токов первой ступени выбираются одинаковыми.

Ток срабатывания первой ступени МТЗ выбирается исходя из следующих условий:

$$I_{с.з}^1 = K_{ОТС} \cdot K_C \cdot I_{нагр} / K_B \quad (71)$$

$$I_{с.з}^1 = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,232 / 0,95 = 0,4 \text{ кА}$$

Где $K_{ОТС} = 1.1$ – коэффициент отстройки;

$I_{нагр}$ - максимальный ток нагрузки.

$K_C = (1.0 \div 2.5)$ – коэффициент самозапуска электродвигателей;

$K_B = 0.95$ – коэффициент возврата;

б) согласование с первыми (вторыми) ступенями защит, установленных на смежных объектах с обеих сторон от защищаемой линии:

$$I_{с.з}^1 = K_{ОТС} \cdot K_{ток} \cdot I_{с.з.см}^1 \quad (72)$$

$$I_{с.з}^1 = 1,1 \cdot 5,8 \cdot 0,017 = 0,108 \text{ кА}$$

Где $K_{ток}$ – коэффициент токораспределения;

$I_{с.з.см}^1$ - первичный фазный ток срабатывания первой ступени;

в) отстройка от тока КЗ за трансформатором:

$$I_{с.з}^1 = K_{ОТС} \cdot I_{к.см}^1 \quad (73)$$

$$I_{с.з}^1 = 1,2 \cdot 291 = 349,2 \text{ кА}$$

Где $I_{к.см}^1$ – первичный максимальный ток, текущий через защиту при КЗ на низшей стороне силового трансформатора приемной подстанции, А

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

Для этого измерительного прибора чувствительность проверяется при минимальном значении фазного тока при металлическом КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\varphi} = I_{кз.мин} / I_{уст}^1 \geq 1,5 \quad (74)$$

$$K_{\varphi} = 8,4 / 0,232 \geq 1,5$$

$$K_{\varphi} = 36,2 \geq 1,5$$

Где $I_{кз.мин}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты/

В качестве расчетного чаще всего рассматривают междуфазное КЗ.

Отстройка от броска тока:

$$I_{с.з}^1 = (4 \div 5) \cdot I_{\sum НОМ.ТР} \quad (75)$$

$$I_{с.з}^1 = 4 \cdot 0,330 = 1,32 \text{ кА}$$

Где $I_{\sum НОМ.ТР}$ – суммарный номинальный ток подключаемых трансформаторов, АТ ;

$$I_{с.з}^1 = S_{\sum НОМ.ТР} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном}) \quad (76)$$

$$I_{с.з}^1 = 63 \cdot 2 / (\sqrt{3} \cdot 220) = 0,330 \text{ кА}$$

Выдержка времени равняется 0,05с.

6.3 Токовая защита нулевой последовательности линии

Применяемое устройство: ШЭ2607 021, ТЗНП выполняется ненаправленной.

Для обеспечения защиты ТТ от тока небаланса в нулевом проводе при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I_{0>>>}) \geq K_{отс} \cdot 3I_{0max} \quad (77)$$

$$(3I_{0>>>}) \geq 1,25 \cdot 3 \cdot 8,4 = 31,5 \text{ кА}$$

Где $3I_{0max}$ – Определяется максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего через место установки защиты при коротком замыкании на землю на шинах данной подстанции;

$K_{отс} = 1,25$ – коэффициент отстройки.

Проверка чувствительности ступени $3I_{0>>>}$ производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{расч}}}{3I_{0>>>}} \geq 1,3 \quad (78)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{16,8 \cdot 3}{31,5} = 1,6 \geq 1,3$$

Где $3I_{0\text{расч}}$ -ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме (первичная величина);

$K_{\text{ч}} = 1,3$ – коэффициент чувствительности.

Уставка по времени первой ступени $T_{3I_{0>>>}}$ задается без выдержки:

$$(T_{3I_{0>>>}}) = 0 \text{ с.}$$

Параметры срабатывания второй ступени защиты от замыканий на землю $3I_{0>>}$ тупиковых линий выбираются далее:

$$(3I_{0>>}) \geq K_{OTC} \cdot 3I_{0расч} \quad (79)$$

$$(3I_{0>>}) \geq 1,25 \cdot 3 \cdot 10,9 = 40,8 \text{ кА}$$

$$K_{\psi} = \frac{3I_{0расч}}{3I_{0>>}} \geq 1,3 \quad (80)$$

$$K_{\psi} = \frac{16,8 \cdot 3}{40,8} = 1,42 \geq 1,3$$

Для второй ступени защиты, она согласовывается с выдержками времени ступеней защит предыдущих элементов, и производится согласование: линий или автотрансформаторов:

$$(T3I_{0>>}) = T_{C.3.перед} + \Delta T \quad (81)$$

$$(T3I_{0>>}) = 0 + 0,25 = 0,25 \text{ с.}$$

Где $T_{C.3.перед}$ – выдержка времени ступени защиты, с которой производится согласование, с;

$$\Delta T = (0,25 \div 0,5) – \text{степень селективности, с.}$$

Степень селективности $0,25 \div 0,3$ с применима в случаях согласования устройств микропроцессорных защит.

Параметры срабатывания третьей ступени защиты от замыканий на землю $3I_{0>}$ тупиковых линий выбираются далее:

$$(3I0 >) \geq K_{OTC} \cdot 3I_{0расч} \quad (82)$$

$$(3I0 >) \geq 1,25 \cdot 3 \cdot 6,9 = 25,87 \text{ кА}$$

Где $3I_{0расч}$ – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального первичного тока нулевой последовательности.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I0_{расч}}{3I0 >>>} \geq 1,3 \quad (83)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 16,8}{25,87} = 1,94 \geq 1,3$$

Временные задержки третьей ступени защиты согласовываются с временными задержками ступеней защит предшествующих элементов, с которыми выполняется согласование.

$$(T3I0 >>) = T_{C.3.перед} + \Delta T \quad (84)$$

$$(T3I0 >>) = 0,25 + 0,25 = 0,5 \text{ с.}$$

Где $T_{C.3.перед}$ – выдержка времени ступени защиты, с которой производится согласование, с;

$$\Delta T = (0,25 \div 0,3) \text{ – степень селективности, с.}$$

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА АВТОТРАНСФОРМАТОРА

В ходе эксплуатации трансформаторов могут возникать различные типы коротких замыканий, такие как меж фазные, КЗ на землю, КЗ меж витковые для одной фазы и КЗ меж обмотками различных напряжений. Возможны и КЗ меж фазами и на землю на вводах автотрансформаторов, также шинах и проводах. Следовательно процессы эксплуатации могут возникать такие нарушения режимов работы АТ, такие как прохождение сверхтоков через Т или АТ при повреждении других связанных с ними элементом перегрузки, выделения газов, и снижения уровней масла возрастание его температуры. Для защиты трансформаторов от таких нарушений используются релейные защиты, которые могут работать на сигналы, и разгрузку или отключение автотрансформатора.

7.1 Дифференциальная защита автотрансформатора

Исходя из основных защит АТ беру дифференциальную защиту, основанная на сравнении токов на выходах и входах. Вот эта защита делается селективной, она реагирует на повреждения в обмотках а также присоединениях с выключателями, активируя отключение АТ с ВН, СН и НН, задаётся без выдержки времени. Площадь работы ДЗТ ограничивается установкой трансформаторов тока и включает в себя ошиновку на средней стороне напряжения, низкой стороне напряжения и присоединение трансформаторов собственных нужд, подключаемых к шинному мосту низкого напряжения. Благодаря сложной установке защиты, действия установки происходит на одиночно используемых автотрансформаторах мощностью 6300 кВА и выше.

Установим терминал “Сириус-Т”.

Расчетные значения для автотрансформатора в таблице 37.

Таблица 37 – расчетные значения для сторон автотрансформатора.

Величина	Формула	Расчётные значения для сторон	
		ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, I_1 , А	$I_1 = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	165,33	3637,3
Схема соединения обмоток трансформатора Т1	-	Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока (ТТ)	-	Δ	Y
Коэффициент схемы $k_{cx}^{(3)}$	$k_{cx}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации ТТ	$\frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_1}{5}$	268,391	3637,16
Принятый коэффициент трансформации ТТ	$n_{ТАуст.}$	60	300
Вторичный ток в плечах защиты I_2 , А	$I_2 = \frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_1}{n_{ТАуст.}}$	3,823	8,374

Определяем ток срабатывания защиты при отстройке от броска тока намагничивания при включении автотрансформатора:

- со стороны ВН:

$$I_{с.з.1} = k_{зан} \cdot I_{1.ном.ВН} \quad (85)$$

$$I_{с.з.1} = 247,995 \text{ А.}$$

- со стороны НН:

$$I_{c.3.2} = k_{зан} \cdot I_{1.ном.НН} \quad (86)$$

$$I_{c.3.2} = 5455,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.1} = \frac{k_{cx.ВН}^{(3)} \cdot I_{c.3.1}}{n_{ТАуст.ВН}} \quad (87)$$

$$I_{c.p.1} = 7,13 \text{ А.}$$

$$I_{c.p.2} = \frac{k_{cx.НН}^{(3)} \cdot I_{c.3.2}}{n_{ТАуст.НН}} \quad (88)$$

$$I_{c.p.2} = 18,185 \text{ А.}$$

Расчетное число витков обмотки насыщающегося автотрансформатора (НТТ) реле для основной стороны защищаемого автотрансформатора (за основную принимается сторона с большим током $I_{c.p.}$, т.е. $I_{c.p.2} = 18,185 \text{ А}$):

$$W_{осн.расч.} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p.2}} \quad (89)$$

$$W_{осн.расч.} = \frac{100}{6.582} = 5.49$$

К установке принимаем ближайшее меньшее целое число витков.
Принимаем $W_{осн.} = 7$ витков.

Расчетное число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны:

$$W_{неосн.расч.} = \frac{W_{осн} \cdot I_{2.НН}}{I_{2.ВН}} \quad (90)$$

$$W_{неосн.расч.} = \frac{18 \cdot 8,374}{3,823} = 15,33.$$

К установке рекомендуется принимать ближайшее целое число витков.

Принимаем $W_{неосн.} = 18$ витков.

Определяем расчетный ток небаланса, протекающий в защите при внешнем КЗ:

$$I_{нб.расчГ1} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{\Delta u}{100} \right) \cdot I_{КЗмаксВН} \cdot 1000 \quad (91)$$

$$I_{нб.расчГ1} = 1164,37 \text{ А}$$

Определяем составляющую тока небаланса, обусловленную округлением расчетного числа витков неосновной стороны

$$I_{нб.расчГ1}''' = \frac{W_{неосн.расч.} - W_{неосн.}}{W_{неосн.расч.}} \cdot I_{КЗмаксВН} \cdot 1000 \quad (92)$$

$$I_{нб.расчГ1}''' = 1463 \text{ А}$$

Суммарный ток небаланса отнесенный к основной стороне:

$$I_{нб.сумм.осн} = (I_{нб.расчГ1} + I_{нб.расчГ1}''') \cdot \frac{220}{10} \quad (93)$$

$$I_{нб.сумм.осн} = 5,254$$

Определим расчетное число витков тормозной обмотки:

$$W_{торм.расчГ1} = \frac{1,5 \cdot I_{нб.сумм.осн} \cdot W_{неосн}}{I_{КЗмаксВН} \cdot 1000 \cdot \frac{220}{10} \cdot 0,75} \quad (94)$$

$$W_{торм.расчГ1} = 5,677$$

Принимаем $W_{торм.} = 5$

Уточним значение тока срабатывания на основной защите:

$$I_{сз.минГ1} = \frac{\frac{100}{W_{осн}} \cdot n_{ТАустНН}}{K_{схнз}} \quad (95)$$

$$I_{сз.минГ1} = 4285,71 \text{ А}$$

Проверяем коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{чТ1} = \frac{I_{K3\max BH} \cdot \frac{220}{10} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{сз.минТ1}} \quad (96)$$

$$K_{чТ1} = 16,275$$

7.2 Максимальная токовая защита автотрансформатора

Если выключатели и РЗА не справляются с работой, то в ход идет МТЗ. Которая используется при отключении АТ в ходе повреждений при работе основных РЗ.

Селективность МТЗ требует определённой задержки и опять же не может использоваться как быстродействующая. Чаще всего, из этого следует, что в общем и целом используются другие виды защит.

В частности при некоторых случаях могут проблемно добиться требуемой чувствительности защиты, в основном на ПС, питающих двигательную нагрузку.

При улучшении чувствительности можно использовать защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{k_n \cdot k_3}{k_6} \cdot I_{раб.макс.ВН} \quad (97)$$

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 0,232 = 0,491 \text{ кА.}$$

$$I_{с.з.НН} = \frac{k_n \cdot k_3}{k_6} \cdot I_{раб.макс.НН} \quad (98)$$

$$I_{c.з.НН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 2,834 = 6,05 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.ВН} = \frac{I_{c.з.ВН}}{n_{ТЛВН}} \cdot k_{сх.вн} \quad (99)$$

$$I_{c.р.ВН} = 8,021$$

$$I_{c.р.НН} = \frac{I_{c.з.НН}}{n_{ТЛНН}} \cdot k_{сх.нн} \quad (100)$$

$$I_{c.р.НН} = 0,926$$

Выдержка времени:

$$t_{защ} = t_{л} + \Delta t \quad (101)$$

$$t_{защ} = 0,15 \text{ с}$$

Чувствительность защиты:

$$k_{чТЛ.ВН} = \frac{I_{КЗ.min.ВН.ТЛ}}{I_{c.з.ВН}} \quad (102)$$

$$k_{чТЛ.ВН} = 2,081.$$

$$k_{qT1.HH} = \frac{I_{K3.min.HH.T1}}{I_{c.з.HH}}. \quad (103)$$

$$k_{qT1.HH} = 1,978.$$

$$k_{qT2.BH} = \frac{I_{K3.min.BH.T2}}{I_{c.з.BH}}. \quad (104)$$

$$k_{qT2.BH} = 1,963.$$

$$k_{qT2.HH} = \frac{I_{K3.min.HH.T2}}{I_{c.з.HH}}. \quad (105)$$

$$k_{qT2.HH} = 1,866$$

7.3 Защита от перегрузки

Автотрансформаторы могут выдерживать продолжительную перегрузку, что позволяет РЗ от перегрузки АТ реагировать на сигналы, даже если на ПС находится оперативный персонал. При его отсутствии, используется помощь телемеханики. На объектах, где не находится постоянно оперативных персонал, который следит за загрузкой оборудования может выполняться защита от перегрузки путем разгрузки или отключения. В соответствии с правилом эксплуатации электроустановок, ЗП ставиться на трансформаторы 0,4 и выше МВт. При равномерной нагрузке ЗП обеспечивается реле, на одной из фаз.

Для обеспечения эффективной защиты от перегрузки на всех обмотках автотрансформатора рекомендуется размещать устройства сигнализации перегрузки в соответствии с определенными принципами.

Для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры автотрансформатора, рекомендуется устанавливать сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах автотрансформатора.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.z.} = \frac{k_{омс.}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс.ВН} \quad (106)$$

$$I_{c.z.} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 0,232 = 0,283 \text{ кА}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.z.}}{n_{ТАВН}} \cdot k_{сх.вн} \quad (107)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,283 \cdot 10^3}{100/5} = 20,61 \text{ А}$$

Чувствительность защиты:

$$k_{\epsilon T1} = \frac{I_{КЗ.мин.ВН.T1}}{I_{c.z.}} \quad (108)$$

$$k_{\epsilon T1} = \frac{8,4}{0,283} = 29,6$$

Если на подстанции есть постоянный дежурный персонал, то защита может быть выполнена на действие по сигналу, при этом уставка времени должна быть установлена на 9 секунд.

Если на подстанции нет постоянного персонала, то защита может быть выполнена на отключение.

7.4 Газовая защита автотрансформатора

Газовая защита трансформатора основана на газообразованиях в баке трансформатора в случае повреждения обмоток, в следствии выделяется тепло и вызывает разложение масла с выделением газа.

Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения, что позволяет газовой защите различать степень повреждения и действовать соответствующим образом - на сигнал или отключение.

Газовая защита может работать не только при повреждениях и опасных режимах, но и при появлении воздуха в кожухе трансформатора, при толчках масла, вызванных любой причиной, и механических сотрясениях, связанных с вибрацией корпуса трансформатора.

Для предотвращения неправильного отключения автотрансформатора при доливке масла, отключающая цепь защиты переводится на сигнал.

Чтобы избежать ложных срабатываний нижнего поплавка газового реле от толчков масла, его регулируют на скорость движения масла в диапазоне от 50 до 160 см/с.

Устанавливаем на автотрансформатор газовое реле типа РГТ-80.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Группа компаний «Россети», являясь одной из крупнейших электросетевых компаний в мире, осуществляющих деятельность по передаче и распределению электроэнергии, признает приоритетом в области охраны труда сохранение жизни и здоровья работников в процессе их трудовой деятельности, а также посетителей и работников подрядных организаций, находящихся на объектах Группы компаний «Россети», и декларирует, что главной ценностью является жизнь и здоровье каждого работника.

В ПАО «РОССЕТИ» действует эффективная Система управления охраной труда (далее – СУОТ). Политика Компании в области охраны труда и порядок функционирования системы управления охраной труда определяется Положением о системе управления охраной труда. 78 Приказ ПАО «РОССЕТИ» от 14.12.2018 № 470.

В рамках СУОТ в Компании работают подготовленные и обученные специалисты, соответствующие профессиональному стандарту, утвержденному Министерством труда и социальной защиты Российской Федерации.

8.1 Безопасность

Работодатель несет обязанность по обеспечению безопасных условий труда и охраны труда. Для достижения этой цели работодатель вправе устанавливать дополнительные требования безопасности, не противоречащие Правилам. Требования охраны труда должны быть четко сформулированы в соответствующих инструкциях по охране труда, которые должны доводиться до работника в виде распоряжений, указаний и инструктажа.

Для контроля за безопасным производством работ работодатель может применять приборы, устройства, оборудование и комплексы, обеспечивающие дистанционную видео/аудио или иную фиксацию процессов производства

работ. Эти меры помогают контролировать процессы производства работ и предотвращать возможные опасные ситуации.

Как следует из приказа об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок от министерства труда и социальной защиты РФ:

Право оперативного обслуживания предоставляется административно-техническому персоналу на основании ОРД организации (обособленного подразделения).

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

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

При осмотрах электроустановок, перемещении техники и грузов не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвижных лестниц с механическим приводом (далее - механизмы) и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза, гидравлических подъемников, телескопических вышек (далее - подъемные сооружения), а также токопроводящей части стрелы при использовании подъемника (вышки) с изолирующим звеном к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям.

Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу по электробезопасности не ниже

III, осуществляющий оперативное обслуживание данной электроустановки, находящийся на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала, на которого возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках (далее – административно-технический персонал), имеющий:

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

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

Производитель работ, выполняемых по распоряжению, должен иметь группу III по электробезопасности при работе во всех электроустановках.

Правоммерно выполнение работником обязанностей допускающего и выдающего разрешение на подготовку рабочего места и допуск, при наличии у допускающего прав оперативного управления оборудованием, которое необходимо отключать и заземлять в соответствии с мерами безопасности для производства работ, и прав ведения оперативных переговоров с работниками, выполняющими необходимые отключения и заземления оборудования на объектах, не находящихся в оперативном управлении допускающего. Допускающий из числа оперативного персонала имеет право выполнять обязанности члена бригады.

На ВЛ (линейном участке КВЛ) всех уровней напряжения правоммерно ответственному руководителю или производителю работ из числа ремонтного персонала выполнять обязанности допускающего в тех случаях, когда для подготовки рабочего места требуется проверить отсутствие напряжения и установить переносные заземления на месте работ без оперирования коммутационными аппаратами.

В таблице 38 представлены ответственности и обязанности работников предприятия.

Таблица 38- Дополнительные обязанности работников, ответственных за безопасное ведение работ

Ответственный работник	Дополнительные обязанности
Выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение	Ответственный руководитель работ, производитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работе	Выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, ответственный руководитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Ответственный руководитель работ	Производитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Производитель работ из числа оперативного и оперативно ремонтного персонала	Допускающий (в электроустановках с простой наглядной схемой)
Производитель работ, имеющий группу IV по электробезопасности	Допускающий

Член бригады, руководимой производителем работ, при выполнении работ должен иметь группу III по электробезопасности, за исключением выполнения работ на ВЛ в соответствии с пунктом 38.23 Правил, выполнять которые должен член бригады, имеющий группу IV по электробезопасности.

В состав бригады на каждого члена бригады, имеющего группу по электробезопасности не ниже III, допускается включать одного работника, имеющего группу II по электробезопасности, но общее число членов бригады, имеющих группу II по электробезопасности, не должно превышать трех.

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже [8]:

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.

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

8.2 Экологичность

При создании и эксплуатации реакторной установки должны быть приняты меры по охране и рациональному использованию земельных ресурсов, охране водных ресурсов, защите растительности и фауны наземных экосистем, меры по снижению негативного воздействия на местный климат,

меры в социальной сфере, мероприятия по организации мониторинга взаимосвязи объекта с окружающей средой. окружающей среды, а также заключения о соответствии принятых решений действующему природоохранному законодательству Российской Федерации.

При проектировании и реконструкции подстанций необходимо принимать во внимание действующие нормативы окружающей среды. Для этого должны быть предусмотрены конструктивные технические решения, направленные для достижения допустимых значений напряженности электрических и магнитных полей необходимо использовать различные методы. Это может включать в себя установку стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, заземление всех крупногабаритных объектов, изолированных от земли, выбор соответствующей высоты установки оборудования и другие меры. Кроме того, необходимо предусмотреть специальную площадку для хранения банок конденсаторной батареи, если она присутствуют на подстанции.

Для определения необходимости строительства шумозащитных сооружений на территории РУ, проводятся натурные замеры шума от действующих трансформаторов (реакторов), находящихся в непосредственной близости от жилых и общественных зданий. Если замеры показывают, что уровень шума превышает допустимые нормы, то требуется строительство шумозащитных сооружений.

Если следующие предпринятые меры помогут сохранить экологическую безопасность на территории РУ и предотвратить возможные негативные последствия для дикой природы, то нужно не задумываясь использовать их.

Расчет шума, создаваемый трансформаторами:

На ПС 220 кВ ГПП установлены трансформаторы АТДЦТН–63000/220/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Параметры трансформатора АТДЦТН– 63000/220/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		Полная	масла	А	Б	h
1	2	3	4	5	6	7
АТДЦТН– 63000/220/110	63	115	35,5	8800	6400	7950

При расчете допустимого уровня шума на территории необходимо учитывать, что для некоторых зон устанавливаются различные уровни шума, в зависимости от времени суток. При расчетах следует принимать наиболее строгие требования, установленные для периода времени с 23.00 часов до 07.00 часов.

Для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий, допустимый уровень шума составляет 45 дБА. Это значение отражает максимальный уровень шума, который не должен превышать указанного порога, чтобы обеспечить комфортные условия проживания для жителей и гостей.

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) уровень звуковой мощности L_{PA} составляет ($S_{ном} = 63$ МВА, $U_{ном} = 220$ кВ): 82 дБА.

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (109)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2 [3].$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (110)$$

На ПС, согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «РОССЕТИ», планируется расположить 2 трансформатора. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

Для определения минимального расстояния от источников, расположенных на подстанции, до границы жилых домов по формуле необходимо сделать следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{PAi}}, \quad (111)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 82} = 85 \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$, тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}.$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} \quad (112)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(85,01-45)}}{2\pi}} = 39,95 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{сз}$ санитарно-защитная зона по шуму.

Расчет маслоприемника для маслонаполненного трансформатора с отводом масла.

Определяем ширину и глубину маслоприемника. Исходя из ПУЭ Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т.

Маслоприемник с отводом масла выполняется в случае, если объем масла в единице маслонаполненного оборудования более 20 т.

Длину A_m и ширину B_m маслоприемника можно определить:

$$A_{mn} = A_m + 2 \cdot \Delta, \quad (113)$$

где A_m – длина трансформатора, м.

$$B_{mn} = B_m + 2 \cdot \Delta, \quad (114)$$

Где B_m - ширина трансформатора

$$A_{mn} = 8,8 + 2 \cdot 1,5 = 11,8 \text{ м}$$

$$B_{mn} = 6,4 + 2 \cdot 1,5 = 9,4 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{mn} \cdot B_{mn} \quad (115)$$

$$S_{МП} = 11,8 \cdot 9,4 = 110,92 \text{ м}^2.$$

Определяем глубину маслоприемника. Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{gp} + h_B + h_{TM}, \quad (116)$$

где h_{gp} – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ, равным 0,25 м;

h_B – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ, примем равным 0,1 м (не менее 75мм);

h_{TM} – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м;

h_{TM} рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (117)$$

где $V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} = \frac{35500}{880} = 40,34 \text{ м}^3$, отсюда:

$$h_{TM} = \frac{40,34}{110,92} = 0,36 \text{ м.}$$

Суммарно глубина маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,1 + 0,36 = 0,71 \text{ м.}$$

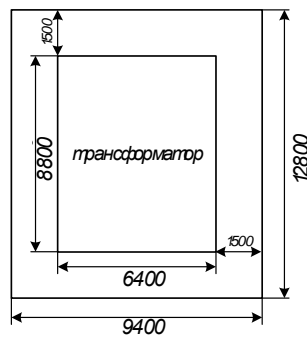


Рисунок 5 – Эскиз трансформатора

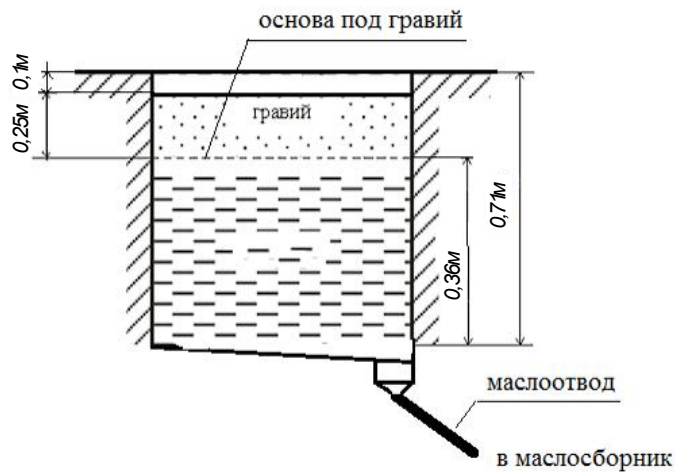


Рисунок 6 – Эскиз маслоприемника

Расчет маслоотвода и маслосборника При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{мс} \geq V_{тм} + V_{воды} \quad (118)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{воды} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}) \quad (119)$$

Где $I=0,2$ л/с м² – секундный расход воды;

$t=30$ мин=1800с.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \text{ м}^2 \quad (120)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 7,95 \cdot (8,8 + 6,4) = 241,68 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (110,92 + 241,68) = 101,55 \text{ м}^3$$

$$V_{мс} = 40,34 + 101,55 = 141,89 \text{ м}^3$$

8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это событие, которое приводит к возникновению комплекса негативных последствий, таких как опасность для жизни и здоровья людей, серьезное нарушение природной среды, нарушение работы систем жизнеобеспечения и управления, значительный материальный и экономический ущерб, а также необходимость в привлечении большого количества внешних сил и средств для устранения последствий. ЧС

происходит неожиданно, затрагивает большие территории и большое количество людей, вызывает психологический шок и дискомфорт для многих людей. Аварии, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям, должны рассматриваться как потенциальные ЧС.

Одной из важнейших задач государственной политики Российской Федерации является обеспечение защиты населения и территорий от возможных чрезвычайных ситуаций. Для этого необходимо разрабатывать и внедрять меры по предотвращению ЧС, а также обеспечивать готовность к быстрому и эффективному реагированию в случае их возникновения.

Согласно данным МЧС России, средний риск возникновения чрезвычайных ситуаций составляет до 10 случаев в год. Чрезвычайные ситуации могут быть разделены на несколько видов в зависимости от их происхождения, таких как природные, техногенные и социальные.

Для предотвращения возможных аварий и чрезвычайных ситуаций необходимо разрабатывать и внедрять меры по улучшению безопасности и надежности электроэнергетических систем. Это может включать проведение регулярных проверок и технических обслуживаний оборудования, применение современных технологий и методов контроля, а также обучение персонала и повышение их квалификации в области безопасности.

Аварии на электроэнергетических системах могут привести к серьезным последствиям, таким как долговременные перерывы в электроснабжении для потребителей, остановка общественного транспорта, поражение людей электрическим током, а также нарушение работы систем жизнеобеспечения города, таких как связь, канализация, водопровод, отопление и другие. Поэтому обеспечение безопасности и надежности электроэнергетических систем является важной задачей.

Чтобы предотвратить возможные аварии, необходимо разрабатывать и внедрять меры по улучшению безопасности и надежности

электроэнергетических систем. Это может включать проведение регулярных проверок и технического обслуживания оборудования, применение современных технологий и методов контроля, а также обучение персонала и повышение их квалификации в области безопасности.

Кроме вышеупомянутых документов, еще один документ, который имеет статус действующего, является РД 34.49.502-96 "Инструкция по эксплуатации установок пожаротушения с применением воздушно-механической пены". Этот документ предназначен для организации эксплуатации установок, которые были реализованы в период с 70-х по 80-е годы.

Однако, возникает противоречие, так как в настоящее время большинство трансформаторов имеют масляное охлаждение, и, кроме того, минеральное изоляционное масло, используемое в таких трансформаторах, является продуктом нефтепереработки и относится к группе горючих жидкостей. Это означает, что такое масло может легко воспламениться и гореть.

С учетом этого, при эксплуатации установок пожаротушения необходимо учитывать особенности масляных трансформаторов и применять соответствующие меры предосторожности. Таким образом, важно разработать новые инструкции и рекомендации, которые учитывали бы современные технологии и особенности трансформаторов, и которые позволили бы обеспечить эффективную противопожарную защиту.

Свойства трансформаторного масла являются одной из причин пожарной опасности трансформаторных подстанций. Согласно справочнику А. Я. Корольченко и Д. А. Корольченко "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения", масло, используемое в трансформаторах, является горючей жидкостью с температурой вспышки 135-140 °С, температурой воспламенения 135-163 °С, температурой самовоспламенения

270 °С и температурными пределами распространения пламени от 125 °С (нижний предел) до 193 °С (верхний предел). Для тушения пожаров, возникающих из-за таких горючих жидкостей, можно использовать воздушно-механическую пену и порошки.

Технология тушения пожара в масляных силовых трансформаторах включает два этапа: ликвидацию горения (или снижение его интенсивности) и охлаждение. На первом этапе в течение 3-5 минут на место возгорания подается пленкообразующая пена низкой кратности. Высокоэффективные фторсинтетические пенообразователи (тип АFFF) обладают пленкообразующими свойствами, которые позволяют эффективно ликвидировать возгорание горючих жидкостей и охлаждать трансформатор.

Дополнительно, для тушения пожара в масляных силовых трансформаторах может применяться комбинация пенного пожаротушения и распыленной воды. Эти меры помогают эффективно предотвратить возникновение пожаров в трансформаторных подстанциях и обеспечить безопасную эксплуатацию электроэнергетических систем.

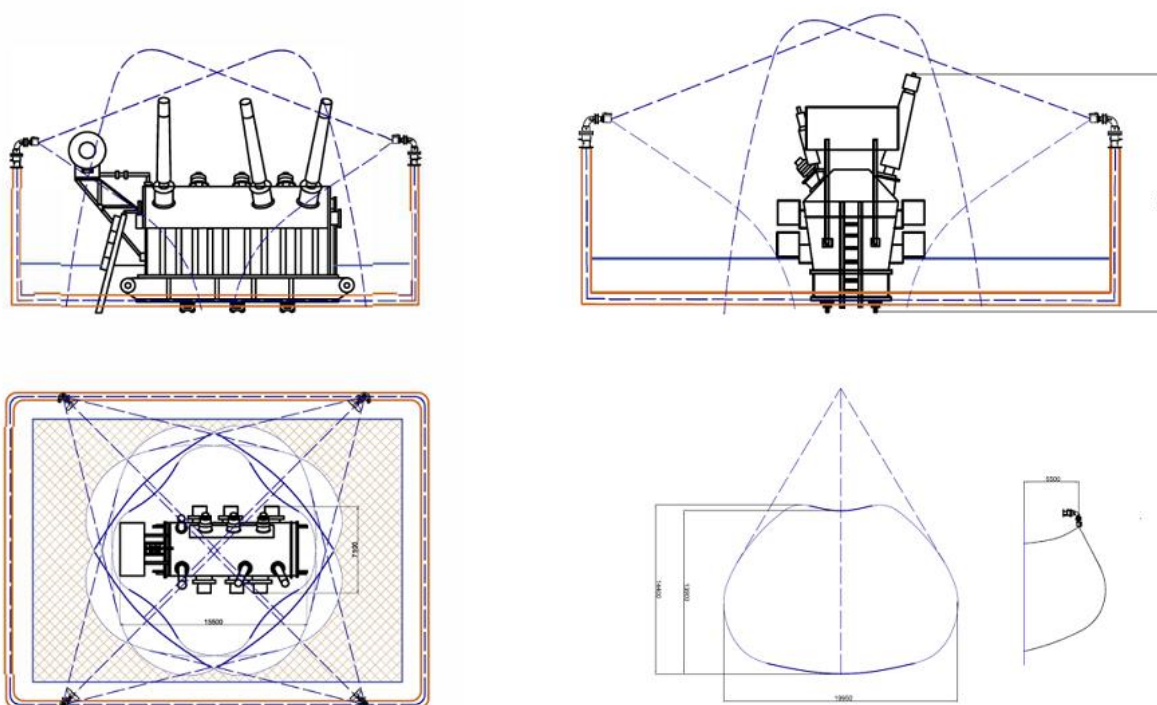


Рисунок 7 - технология тушения пожара: пенное пожаротушение + распыленная вода

После окончания подачи пены начинается подача распыленной воды, которая интенсивно охлаждает трансформатор. Этот процесс продолжается в течение 30 минут, что позволяет достичь общей работы установки.

Автоматические системы пожаротушения масляных трансформаторов, основанные только на распылении воды и без предварительной фазы подачи пленкообразующей пены, могут использоваться только для трансформаторов "низкой степени ответственности" и низкой мощности. Однако, следует отметить, что применение только распыленной воды противоречит рекомендуемым методам пожаротушения трансформаторного масла, так как это может привести к увеличению интенсивности горения и площади пожара.

С учетом этого, для обеспечения наиболее эффективной противопожарной защиты трансформаторов, рекомендуется применять комплексный подход, который включает в себя начальную фазу подачи пленкообразующей пены, а затем подачу распыленной воды. Это позволяет ликвидировать горение и предотвратить возникновение новых очагов возгорания, а также эффективно охладить трансформатор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе я рассмотрел новые возможности развития электроснабжения ПС ГПП космодрома Восточный в Амурской области.

Были рассмотрены следующие задачи:

- анализ электроэнергетической системы рассматриваемого участка сети;
- проведен выбор линий электропередач и проверка трансформатора на прохождения условий подключения;
- были разработаны 2 схемы возможного подключения ПС ГПП;
- рассчитал электроэнергетические режимы и провел их анализ;
- произвел расчет токов коротких замыканий;
- произвел выбор оборудования для ПС и ЛЭП, рассчитал уставки релейной защиты;
- была рассчитана безопасность и экологичность проекта.

В ходе работы я выбрал один вариант схемы, в рамках которой ПС ГПП 220кВ подключалась напрямую от ПС Амурской 500кВ. Выбор был сделан на основании надежности электроснабжения как для военного стратегического объекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», 2014

3 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 592 с.

4 Инструкция к программному комплексу RastrWin

5 Методика расчета и выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования резервной защит в шкафу ШЭ2607 021, ЭКРА.650323.066, 2019

6 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.

7 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ, Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 г.;

8 Правила устройства электроустановок ПУЭ (утв. Минэнерго СССР) (6-ое издание)

9 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003

10 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 г. N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

11 Рекомендации по выбору уставок функции продольной дифференциальной защиты линии электропередачи - ЭКРА.650323.037Д7, Редакция 2.0, 2018

12 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е / Чернобровов Н. В./ М., «Энергия», 1974. 680 с.

13 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.

14 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

15 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

16 Справочник по проектированию электрических сетей - под ред. Д.Л. Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2012. - 376 с.

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

18 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2020-2024 годы, книга первая пояснительная записка / общество с ограниченной ответственностью «джи динамика», 2017г.;

19 Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов») / Ю.В. Мясоедов / Системы электроснабжения промышленных объектов и городов / Учебное пособие Благовещенск, Издательство АмГУ, 2014 г.;

20 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.

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

22 Электротехнический справочник: В 4 т. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 9-е изд., стер. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - Т 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. - 964 с.