

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: Проектирование системы внешнего электроснабжения уникальной научной установки класса «Мегасайенс» на острове Русский в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 142-об3

подпись, дата

Д.Е. Стрельников

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

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 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Стрельникова Дмитрия Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование схемы внешнего электроснабжения уникальной научной установки класса «Мегасайнс» на о. Русском

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.25

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики в том числе: однолинейная схема электрических сетей в районе расположения проектируемой ПС Риф, географическое расположение объекта проектирования, данные о потребителях, климатическая характеристика местности

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка варианта системы внешнего электроснабжения, расчет электрических нагрузок, выбор схемы подключения вновь вводимой ПС Риф, расчет и выбор силовых трансформаторов и остального электротехнического оборудования, расчет экономических показателей, рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

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

7. Дата выдачи задания 10.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель профессор, доктор техн. наук Ю.В. Мясоедов

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 стр., 15 рисунков, 27 таблиц, 115 формул, 30 источников, 2 приложения.

ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ.

В представленной работе рассматривается вопрос проектирования системы внешнего электроснабжения а так же новой питающей ПС Риф предназначенной для питания потребителей вновь вводимого научно-исследовательского комплекса Мегасайнс на острове Русском Приморского края.

В данной работе при подключении ПС Риф к системе внешнего электроснабжения разработан оптимальный вариант как с точки зрения надежности так и с точки зрения экономической целесообразности. Проведён расчет электрических нагрузок научно-исследовательского комплекса с последующим выбором основного электротехнического оборудования в частности кабельных линий, силовых трансформаторов на питающей ПС, коммутационного, измерительного, и иного вспомогательного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 7 |
| 1 Характеристика района размещения объекта | 9 |
| 1.1 Климатическая характеристика | 9 |
| 1.2 Энерго-экономическая характеристика района | 10 |
| 2 Анализ существующей схемы электроснабжения и возможных источников питания, обоснование ввода ПС Риф | 12 |
| 3 Характеристика источников питания | 15 |
| 4 Расчет нагрузки | 18 |
| 4.1 Краткая характеристики технологического процесса работы научно-исследовательского комплекса и применяемого электрооборудования | 18 |
| 4.2 Расчет электрической нагрузки | 20 |
| 5 Техничко-экономическое обоснование варианта системы внешнего электроснабжения ПС Риф | 23 |
| 6 Компенсация реактивной мощности | 27 |
| 7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Риф | 29 |
| 8 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения ПС Риф | 32 |
| 9 Выбор типа и сечения проводника для подключения ПС Риф к системе внешнего электроснабжения | 35 |
| 10 Расчет экономических показателей при вводе в эксплуатацию ПС Риф | 37 |
| 11 Расчет токов короткого замыкания | 40 |
| 12 Выбор оборудования ПС Риф | 53 |
| 12.1 Выбор выключателей 110 кВ | 54 |
| 12.2 Выбор выключателей 10 кВ | 56 |
| 12.3 Выбор разъединителей 110 кВ | 57 |
| 12.4 Выбор трансформаторов тока | 58 |
| 12.5 Выбор трансформаторов напряжения | 62 |
| 12.6 Выбор трансформатора собственных нужд | 63 |

| | |
|---|-----|
| 12.7 Выбор гибких шин 110 кВ | 64 |
| 12.8 Выбор жестких шин 10 кВ | 65 |
| 12.9 Выбор опорных изоляторов 10 кВ | 67 |
| 12.10 Выбор опорных изоляторов 10 кВ | 67 |
| 13 Расчет устройств молниезащиты | 69 |
| 13.1 Защита от прямых ударов молнии | 69 |
| 13.2 Защита от набегающих волн перенапряжений | 70 |
| 14 Расчет заземляющего устройства | 74 |
| 15 Разработка релейной защиты на ПС Риф | 79 |
| 15.1 Дифференциальная защита | 79 |
| 15.2 Газовая защита | 81 |
| 15.3 Защита от перегрузки | 81 |
| 15.4 Максимальная токовая защита | 82 |
| 16 Автоматика применяемая на ПС Риф | 83 |
| 16.1 Автоматика ввода резерва | 83 |
| 16.2 Автоматическая частотная разгрузка | 83 |
| 16.3 Автоматическое повторное включение | 84 |
| 17 Безопасность и экологичность | 86 |
| 17.1 Безопасность | 86 |
| 17.2 Экологичность | 93 |
| 17.3 Чрезвычайные ситуации | 100 |
| Заключение | 102 |
| Библиографический список | 103 |
| Приложение А. Расчет молниезащиты ПС Риф | 106 |
| Приложение Б. Расчет заземления ПС Риф | 107 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматика ввода резерва;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН - низкое напряжения;

ПС – электрическая подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

ЦЭН – центр электрических нагрузок.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы заключается в том что для вновь вводимого научно-исследовательского комплекса Мегасайнс на острове Русском Приморского края требуется организация системы надежного внешнего электроснабжения и соответствующего источника питания в частности понижающей подстанции Риф. Наличие надёжного источника и системы внешнего электроснабжения в целом позволит потребителям электрической энергии расположенным на данном объекте работать бесперебойно и тем самым не прерывать организованный научный процесс.

Цель работы – разработка проекта надежной схемы внешнего электроснабжения потребителей научно-исследовательского комплекса Мегасайнс на острове Русском Приморского края с учетом накладываемых требований по надежности и качеству электроснабжения.

Основные задачи которые будут решаться в данной работе:

- Рассмотрение системы электроснабжения в предполагаемом месте подключения нового потребителя электрической энергии а так же его описание.
- Расчет электрических нагрузок нового потребителя и определение рационального напряжения питающей подстанции.
- Разработка вариантов подключения вновь вводимой ПС Риф к системе внешнего электроснабжения и определение оптимального.
- Выбор основного электротехнического оборудования для ПС Риф с последующей проверкой на стойкость к токам короткого замыкания. Все коммутационное оборудование будет проверено по результатам расчета токов короткого замыкания на динамическую и термическую стойкость к протеканию данных токов.
- Определение основных экономических аспектов при реализации намечаемой деятельности.
- Определение основных мер безопасности при организации системы внешнего электроснабжения научно исследовательского комплекса.

Так же к качеству дополнительных задач проведен расчет системы молниезащиты и заземления подстанционного оборудования, выполнен расчет уставок основной и резервных защит силовых трансформаторов на ПС Риф, проведен расчет капиталовложений и издержек при вводе в эксплуатацию данного объекта энергетики – источника питания.

Практическая значимость заключается в получении технических характеристик оборудования для системы внешнего электроснабжения научно-исследовательского комплекса Мегасайнс на основании которых может быть выполнена действующая система которая обладает высокой степенью надёжности.

Целесообразность данной работы заключается в необходимости организации системы внешнего электроснабжения научно-исследовательского комплекса, с конечной целью создания дополнительных рабочих мест, повышения трудовой активности населения, дополнительных отчислений в бюджет края.

Перечень использованного программного обеспечения (обеспеченного лицензией)

Операционная система MS Windows 10 Education, Pro

MS Office 2013/2016 PRO PLUS Academic

Mathcad Education – University Edition

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА

1.1 Климатическая характеристика

Данная работа рассматривает проектирование новых объектов энергетики в частности подстанцию Риф а так же систему внешнего электроснабжения для научно-исследовательского комплекса, при этом обязательным условием выбора оборудования является климатическая характеристика местности, т.к. от нее зависит то какое оборудование будет установлено в той или иной части энергосистемы. Выбор оборудования не соответствующего климатическим данным приведет как минимум выходу его из строя а как максимум к возникновению и развитию аварийной ситуации в энергосистеме, чего категорически допускать нельзя. Климатическая характеристика так же влияет на суммарные капиталовложения, в большей степени при суровом климате требуется установка более дорогого оборудования как на подстанции так и на линиях электропередачи, рассмотрим подробно климатические параметры и для чего они применяются:

- Температура воздуха высшая и низшая применяется при выборе подстанционного оборудования в частности того которое будет установлено на открытом воздухе;

- Район по ветру применяется при механической части воздушных линий электропередачи и определения нагрузок на сечение провода.

- Район по гололеду так же применяется при расчете механической части ВЛ но так же и при выборе типа и сечения провода.

- Степень загрязнения атмосферы применяется при выборе изоляционных материалов линейного и подстанционного оборудования.

- Число грозových часов применяется при расчете грозоупорности линий электропередачи.

Глубина промерзания грунтов и состав грунта применяется при расчете системы заземления оборудования подстанции

Все необходимые данные необходимые для дальнейших расчетов представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия

| Климатические условия | Расчетная величина |
|--|--------------------|
| Район по ветру | IV |
| Нормативная скорость ветра, м/сек | 36 |
| Район по гололеду | IV |
| Нормативная стенка гололеда, мм | 25 |
| Температура гололедообразования, °С | -5 |
| Минимальная температура воздуха, °С | -30 |
| Среднегодовая температура воздуха, °С | +5,5 |
| Максимальная температура воздуха, °С | +35 |
| Число грозных часов в год | 10-20 |
| Нормативная глубина промерзания грунтов, м | 2,0 |
| Состав почвы | Буропodzолистые |
| Преобладающее направление ветров | Северное |

В соответствии с проведенным анализом принято климатическое исполнение оборудования УХЛ.

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Как указывалось ранее проектируемый объект будет располагаться на острове Русском в Приморском крае, рассмотрим подробно потребителей электрической энергии расположенных в данном районе: основным потребителем который имеет наибольшую мощность является Дальневосточный федеральный университет включая все основные и вспомогательные корпуса,

вторым по мощности потребления является Океанариум. Так же в качестве нагрузки в данном районе представлены различные небольшие поселки такие как КЭТ. В отношении надежности электроснабжения потребителей корпуса ДВФУ относятся к потребителем второй категории, океанариум к первой (на ПС которая снабжает электроэнергией данный объект имеется своя резервная генерация), потребители расположенные в посёлках имеют в своем составе потребителей первой, второй и третьей категории.

Промышленность в данном районе развита слабо в основном никаких серьезных предприятий на острове Русском не имеется за исключением фермы разведению трепанга и моллюсков.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ВОЗМОЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ВВОДА ПС РИФ.

При выполнении реконструкции электрической сети и подключении новых объектов необходимо предварительно провести анализ существующей системы электроснабжения в рассматриваемом районе.

Данный анализ позволит провести определение наиболее слабых мест в системе электроснабжения которые могут повлиять на подключение нового потребителя.

Для этого на рисунке 1 представлена карта схема расположения ПС и ЛЭП в рассматриваемом районе электрических сетей а так же месторасположение научно исследовательского объекта, на рисунке 2 представлена однолинейная схема так же данного участка сети.

Рассмотрим подробно участок сети представленный на карте схеме, в качестве источников питания на острове Русский имеется одна ПС Русская номинальным напряжением 220/110/35 кВ которая объединена со вторым источником питания на номинальном напряжении 35 кВ – ТЭЦ Центральной по средство двухцепной кабельной линии электропередачи марки АпВпУ2г-400 протяжённостью 0,4 км. Далее от ТЭЦ Центральной отходит двухцепная кабельная линия 35 кВ на ПС Коммунальная линия далее переходит в воздушное исполнение, используются кабели типа АпВпУ2г-120 и провод АСК 120/19, имеется отпайка ВЛ на ПС Океанариум так же двухцепной ВЛ.

От ПС Русская по одноцепной кабельно-воздушной линии электропередачи получает питание ПС Зеленая и ПС КЭТ, при этом РУВН ПС Зеленая выполнено по транзитной схеме и соответственно имеется связь со смежной ПС Эгершельд, в данном случае так же используются кабели марки АпВпУ2г-240 и провод АСК 150/19 (отпайка на ПС КЭТ выполнена кабелем марки АпВпУ2г-240)

Электрические сети 110 кВ не развиты на данном участке.

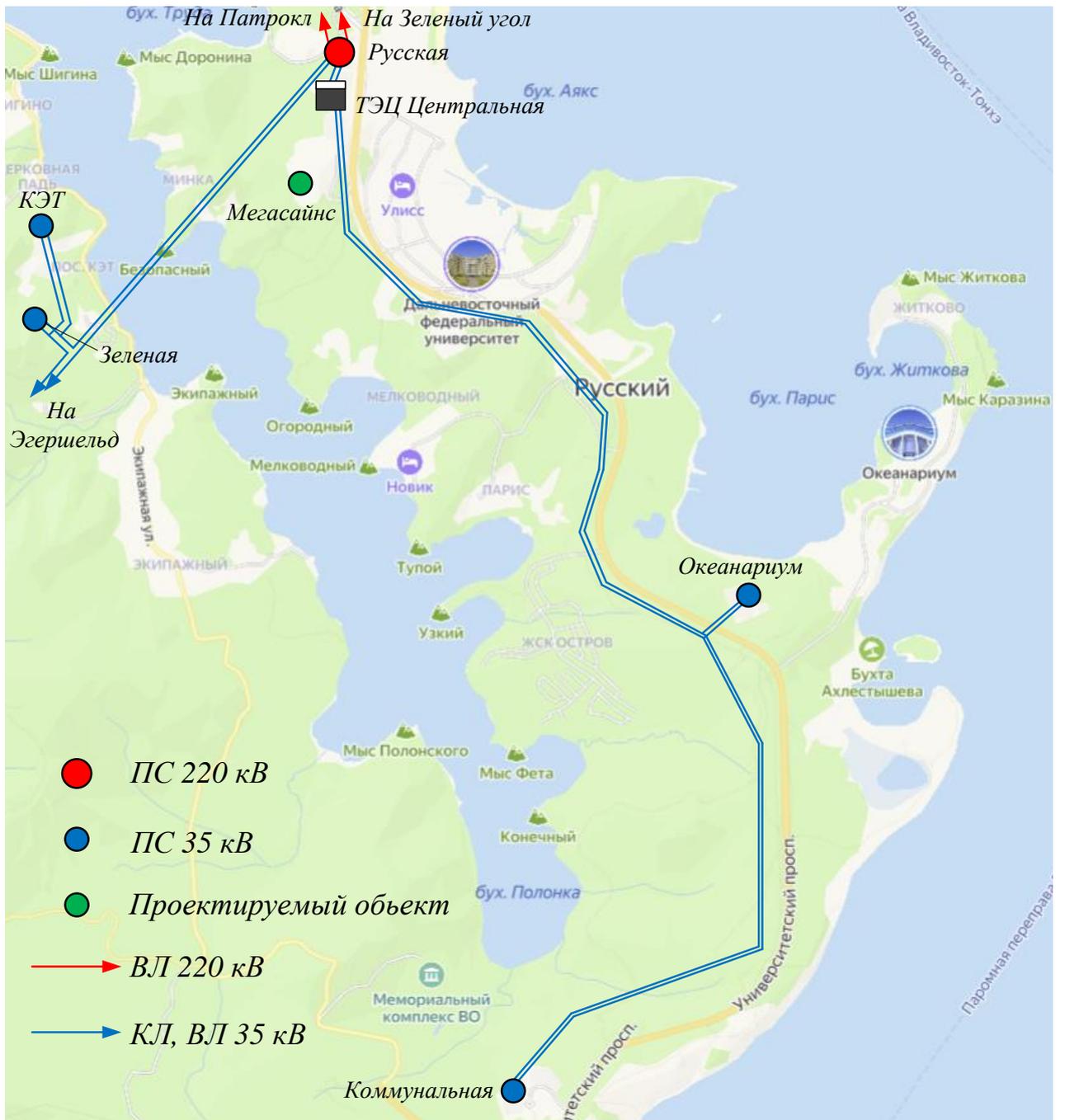


Рисунок 1 - Карта схема расположения ПС и проектируемого объекта

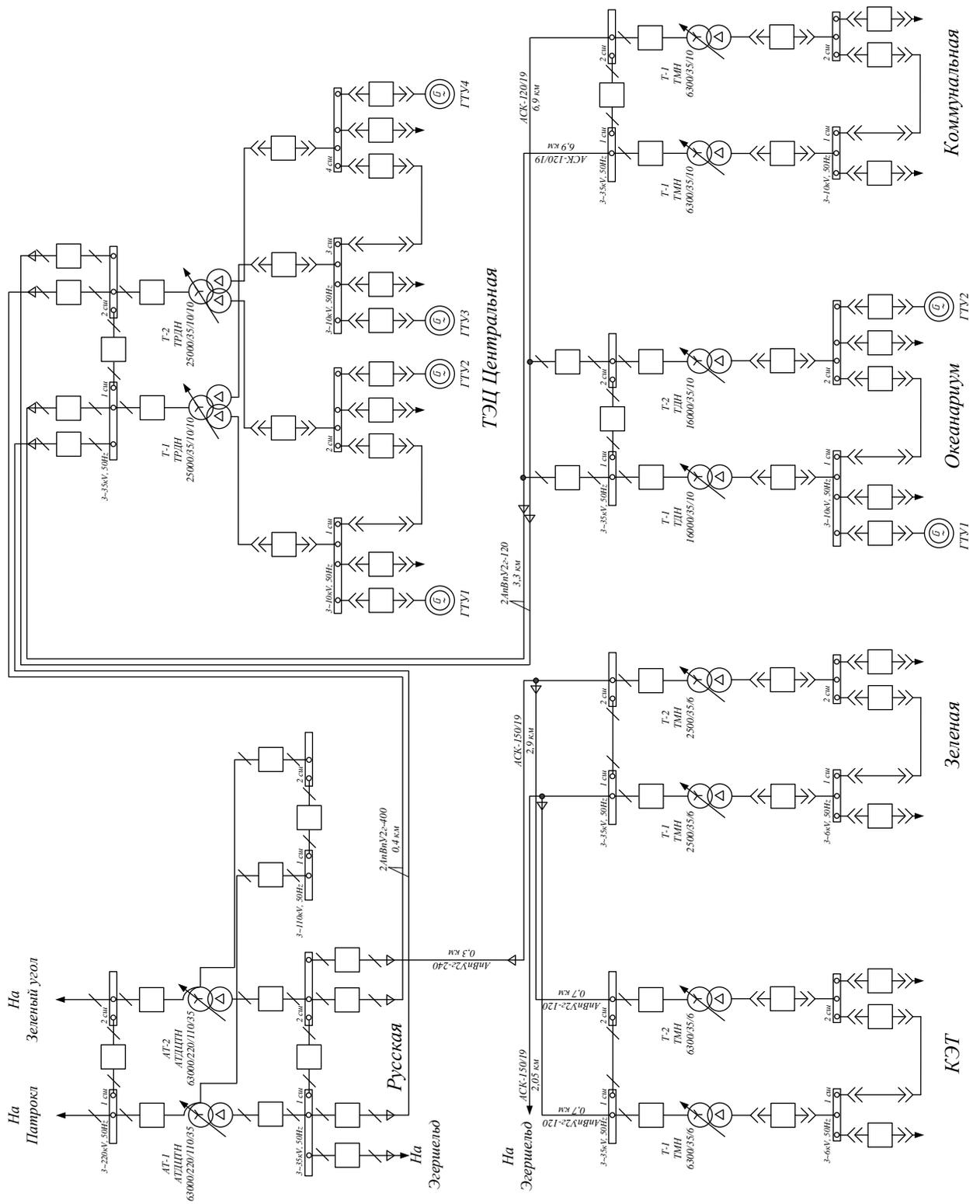


Рисунок 2 - Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

ПС Русская: является транзитной, имеет три основных уровня номинальных напряжений 220/110/35 кВ на ней установлены силовые автотрансформаторы типа АДЦТН 63000/220/110/35, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» (количество отходящих ВЛ - 2), на стороне 110 кВ РУ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» данное распределительное устройство не используется для передачи электрической энергии и находится в резервном состоянии, на стороне 35 кВ РУ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» (количество отходящих КЛ - 4).

Расстояние от предполагаемого места расположения ПС Риф до данного источника питания составляет 2,5 км.

Технические характеристики автотрансформаторов ПС Русская приведены в таблице 2

Таблица 2 – Основные характеристики АДЦТН 63000/220/110/35

| Характеристика | Значение |
|---|----------------|
| Полная мощность | 63000 кВА |
| Напряжение ВН (номинальное) | 230 кВ |
| Напряжение СН (номинальное) | 121 кВ |
| Напряжение НН (номинальное) | 38,5 кВ |
| Ток холостого хода | 0,45 % |
| Напряжение КЗ обмоток ВН-НН | 35,0 % |
| Напряжение КЗ обмоток ВН-СН | 11,0 % |
| Напряжение КЗ обмоток СН-НН | 22,0 % |
| Потери активной мощности в режиме ХХ | 37, кВт |
| Потери активной мощности в режиме КЗ | 200,0 кВт |
| Масса масла | 115,0 т |
| Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В) | 8,8×6,5×7,94 м |

Коэффициент загрузки данных силовых трансформаторов по данным контрольного замера 2024 года составляет 0,45, что является низким значением

для двухтрансформаторной ПС однако имеется возможность подключения дополнительных потребителей таких как Мегасайнс.

ТЭЦ Центральная: представляет из себя транзитную ПС, имеет два основных уровня номинальных напряжений 35/10 кВ на ней установлены силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН 25000/35/10/10, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «одна секционированная система шин» (количество отходящих КЛ - 4), на стороне 10 кВ имеется два РУ выполненных по схеме «две секции шин». В качестве источников электрической энергии на ТЭЦ установлено 4 газотурбинных установки номинальной мощностью 6,6 МВт каждая, подключение осуществлено по одной ГТУ к каждой из секций шин 10 кВ.

Расстояние от предполагаемого места расположения ПС Риф до данного источника питания составляет 2,1 км.

После проведенного анализа источников питания в рассматриваемой части электрической сети следует сделать вывод о том что географически оба указанных объекта находятся на небольшом расстоянии от площадки строительства научно исследовательского комплекса, при этом расстояние до ПС Русская составляет 1,9 км, до ТЭЦ Центральной 1,5 км, однако наиболее предпочтительным является подключение нового потребителя непосредственно к ПС Русская ввиду незначительной загрузки ее силовых автотрансформаторов и возможности использования как РУ НН 35 кВ так и РУ СН 110 кВ. Подключение нового потребителя к ТЭЦ является нежелательным т.к. она проектировалась в основном для работы на корпуса ДВФУ и предназначена для электро и теплоснабжения именно этого объекта.

Введение в работу такого важного научно-исследовательского комплекса как Мегасайнс на острове Русский Приморского края и питающей ее электрической подстанции с Риф позволит в создать значительное количество новых рабочих мест, проводить значительное количество уникальных научных экспериментов не имеющих аналогов в России, при этом работа такого комплекса позволит получать различные результаты которые могут быть

использовании для развития науки страны и научно технического прогресса. При этом в настоящее время никакое научное или иное предприятие не может функционировать без надежной системы внешнего электроснабжения т.к. практически каждый технологический процесс требует электрической энергии. Для данного объекта – научно-исследовательского комплекса, характерным будет наличие значительного количество различных устройств, предназначенных непосредственно для выполнения научных экспериментов а так же различных вспомогательных устройств, а это означает что так же существует острая необходимость в появлении основного источника электрической энергии для всех потребителей данного объекта.

Основной источник питания для научно-исследовательского комплекса должен соответствовать всем требованиям по надежности электроснабжения и предоставлять электрическую энергию должного качества, таким источником будет являться электрическая подстанция Риф.

В данной работе будет разработан оптимальный вариант системы внешнего электроснабжения научно-исследовательского комплекса подключения и источника питания, а так же выбрано все необходимое оборудование включая распределительные устройства и силовые трансформаторы, коммутационные и иные устройства. В качестве необходимых условий в данной работе все выбранное оборудование будет проверено по условиям протекания токов короткого замыкания.

4 РАСЧЕТ НАГРУЗКИ

4.1 Краткая характеристики технологического процесса работы научно-исследовательского комплекса и применяемого электрооборудования

Основным потребителем электрической энергии для данного объекта будет является специальная научная установка – *синхротрон*, вокруг которой будет так же реализована необходимая для функционирования инфраструктура. Рассмотрим кратко данное устройство, его назначение и особенности с научной точки зрения.

Синхротрон - один из типов резонансных циклических ускорителей. Характеризуется тем, что в процессе ускорения частиц орбита пучка остаётся постоянного радиуса, а ведущее магнитное поле поворотных магнитов, определяющее этот радиус, возрастает во времени. Кроме того, остаётся постоянной частота ускоряющего электрического поля (в отличие от синхрофазотрона). Понятно, что для пучков ультрарелятивистских частиц период обращения определяется только длиной орбиты, и поскольку она не изменяется, то нет необходимости изменять частоту электрического поля. Поэтому все резонансные циклические ускорители лёгких частиц (электронов и позитронов), а также высокоэнергетические протонные и ионные машины это синхротроны. В синхротроне достигнуты энергии около 6,5 ТэВ для протонов и более 100 ГэВ для электронов. Дальнейшее повышение энергии в электронных синхротронах требует сильного увеличения их размеров вследствие огромных потерь энергии на излучение.

Синхротрон представляет собой электровакуумную установку с приблизительно кольцевой вакуумной камерой, в которой частицы ускоряются до скорости, близкой к скорости света, а стоящие на их пути мощные электромагниты задают траекторию их движения. В вакуумной камере постоянно поддерживается сверхвысокий вакуум, чтобы избежать рассеяния частиц пучка на атомах остаточного газа. Синхротрон действует по

резонансному принципу ускорения, то есть циркулирующий сгусток частиц попадает в ускоряющее электрическое поле ВЧ-резонатора всегда в одной и той же фазе, и частицы получают небольшую порцию энергии, много меньшую, чем уже имеющаяся у них кинетическая энергия. Ускорение частиц происходит за счёт многократного пролёта ($\sim 10^6$ раз в секунду) через ускоряющую секцию.

Расположение основных объектов электроснабжения научно-исследовательского комплекса представлено на рисунке 3

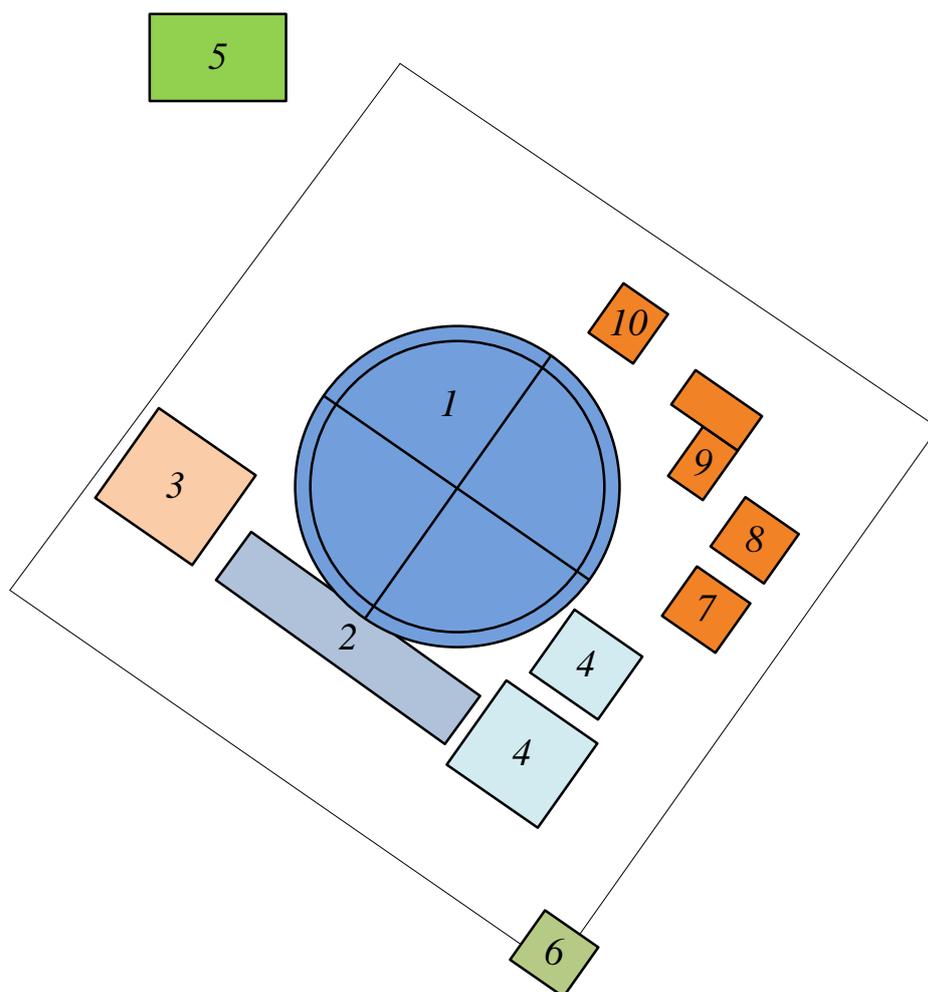


Рисунок 3 – Карта взаимного расположения на площадке научно-исследовательского комплекса Мегасайнс

в таблице 3 указаны наименования объектов представленных на рисунке 3 с характеристиками нагрузки.

Таблица 3 – Данные о нагрузке Мегасайнс

| Номер | Наименование объекта | Коэффициент использования k_u | Коэффициент мощности $\cos\varphi$ | Установленная мощность $P_{уст}$ (кВт) |
|-------|--|---------------------------------|------------------------------------|--|
| 1 | Основное здание с синхротроном | 0,9 | 0,8 | 22150,0 |
| 2 | Административно инженерный корпус | 0,8 | 0,87 | 350,0 |
| 3 | Буферная площадка для возможного размещения выносных станций Инженерная и производственная инфраструктура | 0,85 | 0,8 | 550,0 |
| 4 | Автомобильная парковка на 87 и на 10 машино-мест | 0,7 | 0,9 | 15,0 |
| 5 | Питающая электрическая подстанция | - | - | - |
| 6 | Контрольно-пропускной пункт | 0,7 | 0,85 | 10,0 |
| 7 | Очистные сооружения хозбытовые | 0,85 | 0,8 | 100,0 |
| 8 | Очистные сооружения ливневые | 0,85 | 0,8 | 75,0 |
| 9 | Склады | 0,7 | 0,85 | 30,0 |
| 10 | Площадка размещения технических газов | 0,7 | 0,85 | 20,0 |

4.2 Расчет электрической нагрузки

Для дальнейших расчетов в частности выбора и проверки оборудования необходимо предварительно выполнить расчет электрических нагрузок потребителей рассматриваемого объекта для этого на примере хозбытовых очистных сооружений проводим данный расчет.

Установленная активная мощность:

$$P_{уст} = 75,0(\text{кВт})$$

Коэффициент использования:

$$k_u = 0,85$$

Коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = 0,8$$

Расчетная активная мощность определяется по следующей формуле [1]:

$$P_p = P_{уст} \cdot k_u \quad (1)$$

$$P_p = 100,0 \cdot 0,85 = 85,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная полная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле [1]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} \quad (2)$$

$$S_p = \frac{85,0}{0,8} = 106,25 \text{ (кВА)}$$

Расчетная реактивная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле [1]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2} \quad (3)$$

$$Q_p = \sqrt{106,25^2 - 85,0^2} = 63,75 \text{ (кВАр)}$$

Результаты расчета по остальным потребителям сведены в таблицу 4.

На основании полученных данных далее будет выполняться выбор устройств компенсации реактивной мощности и последующий выбор силовых трансформаторов для ПС Риф.

Представленные данные также будут использоваться при проектировании системы внешнего электроснабжения научного комплекса Мегасайнс.

Таблица 4 – Расчет нагрузок потребителей Мегасайнс

| Наименование | P_p (кВт) | Q_p (кВАр) | S_p (кВА) |
|--|----------------|-----------------|----------------|
| Основное здание с синхротроном | 19940,00 | 14950,00 | 24920,00 |
| Административно инженерный корпус | 280,00 | 158,68 | 321,84 |
| Буферная площадка для возможного размещения выносных станций Инженерная и производственная инфраструктура | 467,50 | 350,63 | 584,38 |
| Автомобильная парковка на 87 и на 10 машино-мест | 10,50 | 58,09 | 11,67 |
| Контрольно-пропускной пункт | 7,00 | 4,34 | 8,24 |
| Очистные сооружения хозяйственные | 85,00 | 63,75 | 106,25 |
| Очистные сооружения ливневые | 63,75 | 47,81 | 79,69 |
| Склады | 21,00 | 13,02 | 24,71 |
| Площадка размещения технических газов | 14,00 | 8,68 | 16,47 |
| Суммарное значение | 20888,75 | 15655,00 | 26073,25 |

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПС РИФ

В данном разделе будем производить расчёт такого параметра как рациональное напряжение линии электропередачи при подключении подстанции Риф к системе внешнего электроснабжения. Рациональное напряжение представляет собой параметр который характеризует линию электропередач при этом учитывается передаваемая мощность и протяжённость данной линии соответственно рациональное напряжение показывает какое лучше номинальное напряжение принять для экономичного использования данного объекта.

В данной работе рациональное напряжение линии определяется по универсальной формуле Г.А. Илларионова [5]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} \quad (4)$$

где $U_{рац}$ – рациональное напряжение передачи мощности P_p по линии длиной L .

Рассмотрим три основных варианта подключения ПС Риф: от ПС Русская расстояние до которой составляет 2,5 км, от ТЭЦ Центральная – расстояние 2,1 км и от ВЛ ТЭЦ Центральная – ПС Коммунальная – расстояние 1,5 км.

При расчёте учитываем вторую категорию надёжности электроснабжения потребителей следовательно линия электропередачи выполняется двухцепной:

При питании от РУ ПС Русская:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,5} + \frac{2500}{20,89 \cdot 0,5}}} = 47,71 \text{ (кВ)}$$

При питании от РУ 35 кВ ТЭЦ Центральная:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,1} + \frac{2500}{20,89 \cdot 0,5}}} = 45,76 \text{ (кВ)}$$

При питании от ВЛ 35 кВ ТЭЦ Центральная – ПС Коммунальная

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,5} + \frac{2500}{20,89 \cdot 0,5}}} = 41,78 \text{ (кВ)}$$

Таким образом расчет показал, что экономически целесообразно подключать вновь вводимую ПС Риф на номинальном напряжении 110 кВ, при этом единственным вариантом такого подключения является распределительное устройство соответствующего напряжения ПС Русская которое в настоящее время не задействовано.

Вариант подключения на напряжении 220 кВ которое так же имеет место на ПС Русская не целесообразен как с экономической, так и с технической точки зрения ввиду относительно низкой мощности нагрузки для данного уровня напряжения и при этом стоимость оборудования будет на порядок выше чем при использовании номинального напряжения 110 кВ.

Учитывая то что место расположения научного комплекса Мегасайнс находится в живописной местности острова Русский, природа которого представляет собой большую ценность поэтому питающая линия электропередачи по эстетическим соображениям должна быть выполнена в кабельном исполнении. Учитывая тупиковое подключение ПС Риф принимаем схему распределительного устройства высокого напряжения «два блока с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой в цепях линий»

Конфигурация электрической сети при подключении ПС Риф к системе внешнего электроснабжения представлена на рисунках 4, 5.

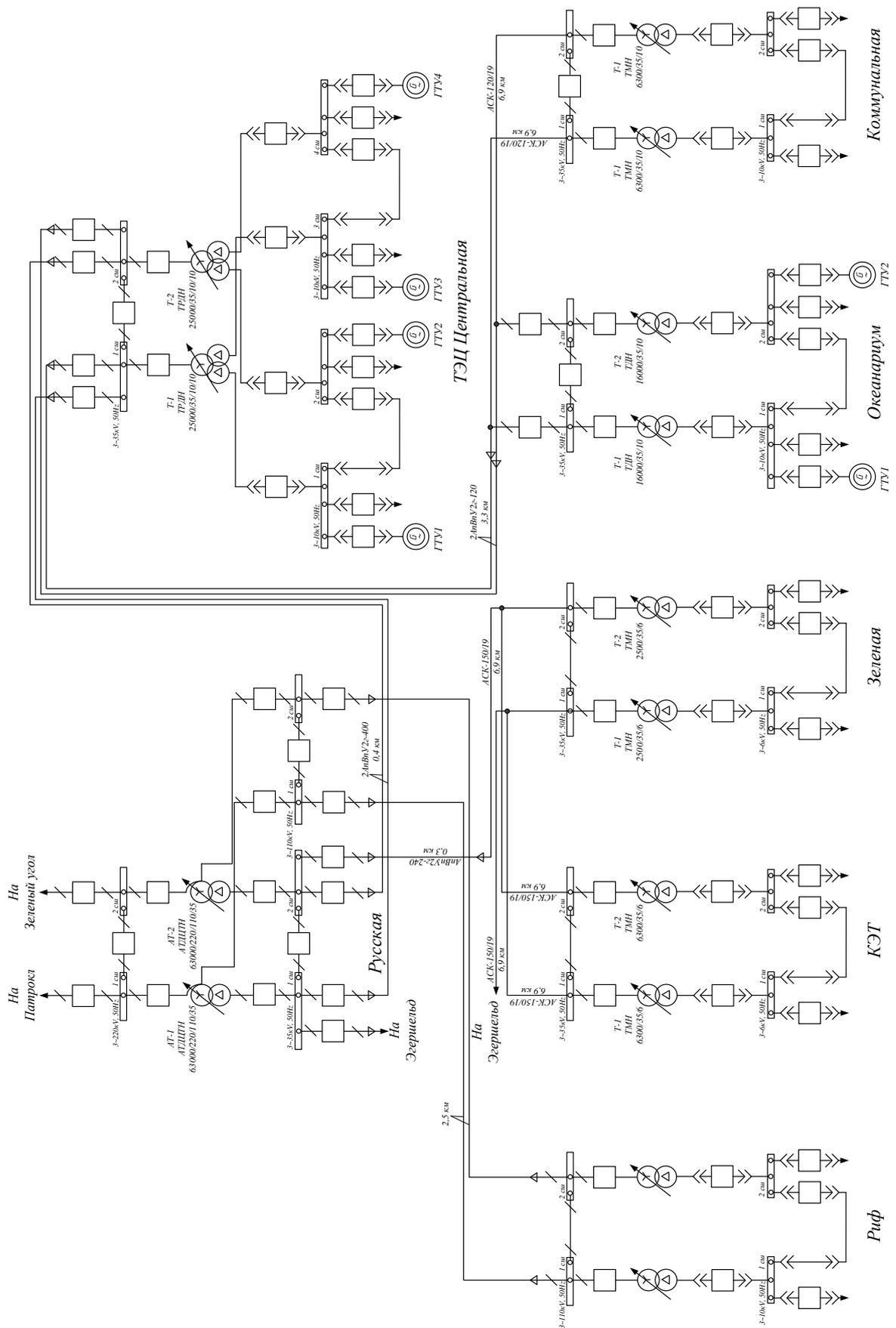


Рисунок 4 – Однолинейная схема сети при подключении ПС Риф к системе внешнего электроснабжения

6 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проводим расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности на ПС 110 кВ Риф, с использованием предельного коэффициента реактивной мощности. Устройства компенсации реактивной мощности позволяют снизить значения потоков реактивной мощности по линиям электропередач, силовым трансформаторам тем самым повышая уровень напряжения в местах своей установки, а также разгружая сети и улучшая режим их работы.

Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 10 кВ ПС Риф, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [5]:

$$Q_K = Q_M - P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_{np} \quad (5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{np}$ - предельный коэффициент реактивной мощности (для номинального напряжения 10 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

P_M, Q_M – максимальная активная и реактивная мощность, потребляемая из сети (для ПС Риф равна расчётной мощности)

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ [5]:

$$Q_I = \frac{Q_K}{2} \quad (6)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем некомпенсированную мощность [5]:

$$Q_{неск} = Q_M - Q_{ном} \quad (7)$$

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

Проводим расчет:

$$Q_k = 15,66 - 20,89 \cdot 0,4 = 7,3 \text{ (МВАр)}$$

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ:

$$Q_l = \frac{7,3}{2} = 3,65 \text{ (Мвар)}$$

Принимаем к установке и устройства компенсации реактивной мощности типа УКРМ-10,5-4050-450 с номинальной мощностью 4050 квар и шагом регулирования 450 кВАр, данное устройство устанавливается на каждую секцию шин 10 кВ ПС Риф

Определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск}} = 15,66 - 4,05 \cdot 2 = 7,56 \text{ (Мвар)}$$

На основании полученных данных о мощности компенсирующих далее проводим расчет и выбор силовых трансформаторов на ПС Риф.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС РИФ

Для питания потребителей ПС Риф должны быть установлены силовые трансформаторы необходимой номинальной мощности. При этом как указывалось ранее потребители ПС Риф по категории надёжности питания относятся ко второй группе и подключаются на напряжении 10 кВ, следовательно, для них должно быть организовано два независимых источника питания те на ПС устанавливаются два силовых трансформатора номинальным напряжением 110/10 кВ.

Мощность трансформаторов определяется исходя из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Номинальная мощность должна выбираться таким образом, чтобы была возможность обеспечивать питание всех категорий потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения как в нормальном режиме работы (в работе два трансформатора), так и в послеаварийном при отключении одного из них.

Принимаем решение об установке двух обмоточных трансформаторов на ПС Риф в количестве 2 шт., расчетная полная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [9]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3} \quad (8)$$

где P_p – расчётная активная мощность нагрузки ПС Риф;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность нагрузки ПС Риф согласно расчетным данным;

N – количество трансформаторов;

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

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [9]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (9)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(N-1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (10)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

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

$$S_p = \frac{\sqrt{20,89^2 + 7,56^2}}{2 \cdot 0,7} = 15,86 \text{ (МВА)}$$

Выбираем согласно справочным данным ближайшее большее значение номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТДН 16000/110/10 с номинальной мощностью 16 МВА, номинальное напряжение стороны ВН – 115 кВ, стороны НН – 10,5 кВ.

Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Паспортные данные силового трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Паспортные данные принятого типа трансформатора

| Параметр | Значение |
|--------------------|-----------|
| 1 | 2 |
| Полная мощность | 16000 кВА |
| Напряжение ВН | 115 кВ |
| Напряжение НН | 10,5 кВ |
| Ток холостого хода | 0,7 % |
| Напряжение КЗ | 10,5 % |

| 1 | 2 |
|--------------------------------------|---------------|
| Потери активной мощности в режиме ХХ | 18,0 кВт |
| Потери активной мощности в режиме КЗ | 85,0 кВт |
| Масса масла | 12,82 т |
| Габаритные размеры (Д×Ш×В) | 6,0×3,5×5,5 м |

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{20,89^2 + 7,56^2}}{2 \cdot 16} = 0,69$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{20,89^2 + 7,56^2}}{16} = 1,39$$

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

8 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ПС РИФ

В данном разделе рассмотрим выбор конструктивного исполнения подстанции Риф, при этом следует учитывать то что данный объект находится на открытой местности и поэтому выполнение распределительного устройства высокого напряжения открытым является наиболее экономически обоснованным т.к. оборудование для него будет иметь меньшую стоимость по сравнению с КРУЭ расположенном в помещении. При этом распределительное устройство низкого напряжения выполняется размещенным в отдельном здании для удобства обслуживания оперативным и ремонтным персоналом.

На открытом распределительном устройстве в соответствии с климатической характеристикой района принимаются к установке выключатели типа ВБП с выносными трансформаторами тока, в одном здании будут расположены: КРУ 10 кВ, помещение релейных панелей и помещение ОПУ.

Распределительное устройство 10 кВ будет выполнено с использованием ячеек КРУ с выкатными элементами. Трансформатор собственных нужд будет расположен непосредственно ячейке КРУ.

В качестве системы молниезащиты принимаются четыре отдельно стоящих молниеотвода совмещенных с мачтами освещения, высота молниеотвода оставляет 25 м

Рассмотрим подробно принятые типы распределительных устройств для данной ПС принципиальная однолинейная схема ПС Риф представлена на рисунке 6:

РУ 110 кВ: Учитывая принятый тип подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения – тупиковая ПС, принимаем как указывалось ранее схему РУ 110-4Н «два блока с выключателями в цепях трансформаторов - и неавтоматической перемычкой в цепях линий».

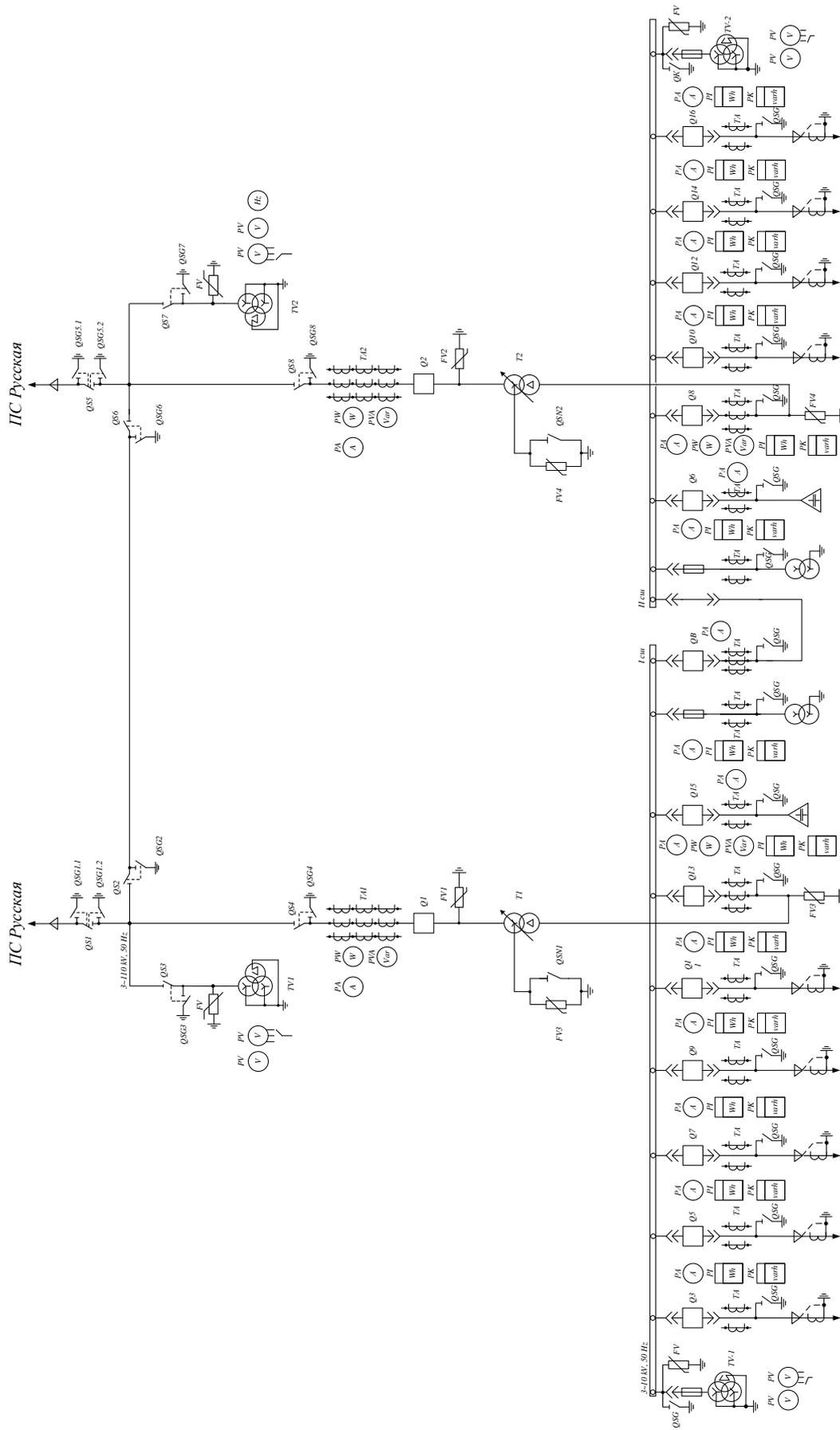


Рисунок 6 – Принятая однолинейная схема ПС Риф

Основным достоинством данной схемы является ее минимальный набор оборудования и простота обслуживания оперативным персоналом. Схема имеет возможность при выводе в ремонт какой-либо из линий оставлять в работе оба силовых трансформатора благодаря наличию ремонтной перемычки. Данная схема РУ обеспечивает надежность питания потребителей второй категории.

РУ 10 кВ: В данном случае принимается стандартная схема для всех ПС подобного типа: «одна секционированная система шин», при этом в качестве секционного аппарата применяется выключатель с устройством АВР (автоматического ввода резерва), данная схема РУ так же по своей конструкции обеспечивает требуемую надежность питания потребителей первой категории. Следует отметить простоту конструкции и высокую надёжность данной схемы РУ, при этом в случае необходимости замена неисправного выключателя занимает несколько минут.

9 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКА ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС РИФ К СИСТЕМЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет и выбор сечения проводников вновь вводимых линий электропередачи для питания ПС Риф, как указывалось ранее в качестве проводника в данной работе принята кабельная линия.

Выбор и проверка кабельной линии по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (11)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток КЛ согласно паспортным данным [16]:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \quad (12)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток кабельной линии.

k_1 – коэффициент глубины прокладки;

k_2 – коэффициент термического сопротивления грунта;

k_3 – коэффициент количества кабелей в траншее;

k_4 – коэффициент температуры грунта;

k_5 – коэффициент прокладки кабеля в трубах в земле;

Проводим выбор кабеля на участке ПС Русская – ПС Риф. Определяем расчетный ток данной КЛ с учетом того что вся ПС будет получать питание от двух цепей КЛ [16]:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot N_{\text{ц}}} \quad (13)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение кабельной линии.

N_y – количество цепей кабельной линии.

$$I_p = \frac{\sqrt{20,89^2 + 7,56^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 58,0 \text{ (A)}$$

Принимаем на данном участке кабель типа АПвПу2г 3×70 имеющий изоляцию из сшитого полиэтилена и длительно допустимый ток 165,0 А, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных, вводим расчетный коэффициент при групповой прокладке:

$$I_{\text{дд}} = 165,0 \cdot 1 \cdot 1,09 \cdot 0,9 \cdot 0,96 \cdot 0,9 = 139,85 \text{ (A)}$$

Выполняем проверку

$$58,0 \leq 139,85 \text{ (A)}$$

Длительно допустимый ток (максимальный рабочий ток в ремонтном режиме) выбранного типа кабеля значительно больше расчетного в данном сечении, следовательно далее проводим прореку принятого типа кабеля в послеаварийном режиме при отключении одной цепи КЛ, в таком случае ток в оставшейся цепи составит [16]:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (N_y - 1)} \quad (14)$$

$$I_{\text{па}} = \frac{\sqrt{20,89^2 + 7,56^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 116,0 \text{ (A)}$$

Полученное значение тока так же сравнивается с длительно допустимым:

$$116,0 \leq 139,85 \text{ (A)}$$

Данный кабель проходит проверку, следовательно, его принимаем к установке.

10 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПС РИФ

В качестве экономического критерия оценки экономических показателей данного проекта принимаем статические приведенные затраты т.к.

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле [26]:

$$Z = I_{\Sigma} + E \cdot K \quad (15)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконта, принимается 0,1.

Определяем капиталовложения в распределительные устройства ПС Риф (суммарное количество выключателей 110 кВ на ПС Русская и на ПС Риф – 4, суммарное количество выключателей 10 кВ - 14) [26]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (16)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент инфляции (равен 25,21 по отношению к 2000 году);

K_p - районный коэффициент дальнего востока для ПС –1,7;

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

$K_{яч110}$ - капиталовложения в одну ячейку выключателя 110 кВ:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - капиталовложения в одну ячейку выключателя 10 кВ:

$$K_{py} = (4 \cdot 7,0 + 14 \cdot 0,16) \cdot 25,21 \cdot 1,7 = 1296,0 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем капиталовложения в трансформаторы на ПС Риф [26]:

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

где N_{mp} - количество трансформаторов 110 кВ:

K_{mp} - капиталовложения в один трансформатор 110 кВ:

$$K_{mp} = 2 \cdot 5,55 \cdot 25,21 \cdot 1,7 = 237,86 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции Риф [26]:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (18)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат:

$$K_{пост} = 2 \cdot 10,34 \cdot 25,21 \cdot 1,7 = 886,28 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Риф

$$K_{ПС} = 1296,0 + 237,86 + 886,28 = 2420,0 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения КЛ ПС Русская – ПС Риф (двойная КЛ 110 кВ суммарная протяжённость участков 5,0 км) [26]:

$$K_{КЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (19)$$

где L - протяженность рассматриваемой КЛ (км):

K - капиталовложения в сооружение одного километра КЛ:

$$K_{КЛ} = 11,75 \cdot 5,0 \cdot 25,21 \cdot 1,7 = 2518,2 \text{ (млн.руб.)}$$

Общие капиталовложения [26]:

$$K = K_{КЛ} + K_{ПС} \quad (20)$$

$$K = 2518,2 + 2420,0 = 4938,2 \text{ (млн.руб.)}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Ежегодные издержки на амортизацию определяются по формуле [26]:

$$I_{AM} = K_{КЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (21)$$

где $\alpha_{ам1}$, $\alpha_{ам2}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е на КЛ и ПС;

$$I_{AM} = 2518,2 \cdot 0,03 + 2420,0 \cdot 0,05 = 196,55 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем ежегодные эксплуатационные издержки [26]:

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

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

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

$$I_{ЭКС} = 0,008 \cdot 2518,2 + 0,059 \cdot 2420,0 = 162,93 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные ежегодные издержки [26]:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} \quad (23)$$

$$I_{\Sigma} = 196,55 + 162,93 = 359,48 \text{ (млн.руб.)}$$

Далее проводим расчет статических приведенных затрат для первого варианта реконструкции сети:

$$Z = 359,48 + 0,1 \cdot 4938,2 = 853,3 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет показал что суммарные капиталовложения в систему внешнего электроснабжения научного центра Мегасайнс составит 4938,2 миллиона рублей, суммарные издержки за год составят 359,48 миллиона рублей, приведенные затраты для данного варианта 853,3 миллиона рублей.

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными дополнительно могут возникать также одно и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины

должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью. Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения. Практически любое электротехническое оборудование, используемое на открытом распределительном устройстве (за исключением трансформаторов напряжения) необходимо проверять по условиям протекания токов короткого замыкания, для этого в данном разделе проводится данный расчет. В данном разделе будем проводить расчет всех составляющих тока короткого замыкания в частности апериодической периодической и ударного тока, которые необходимы для последующей проверки оборудования.

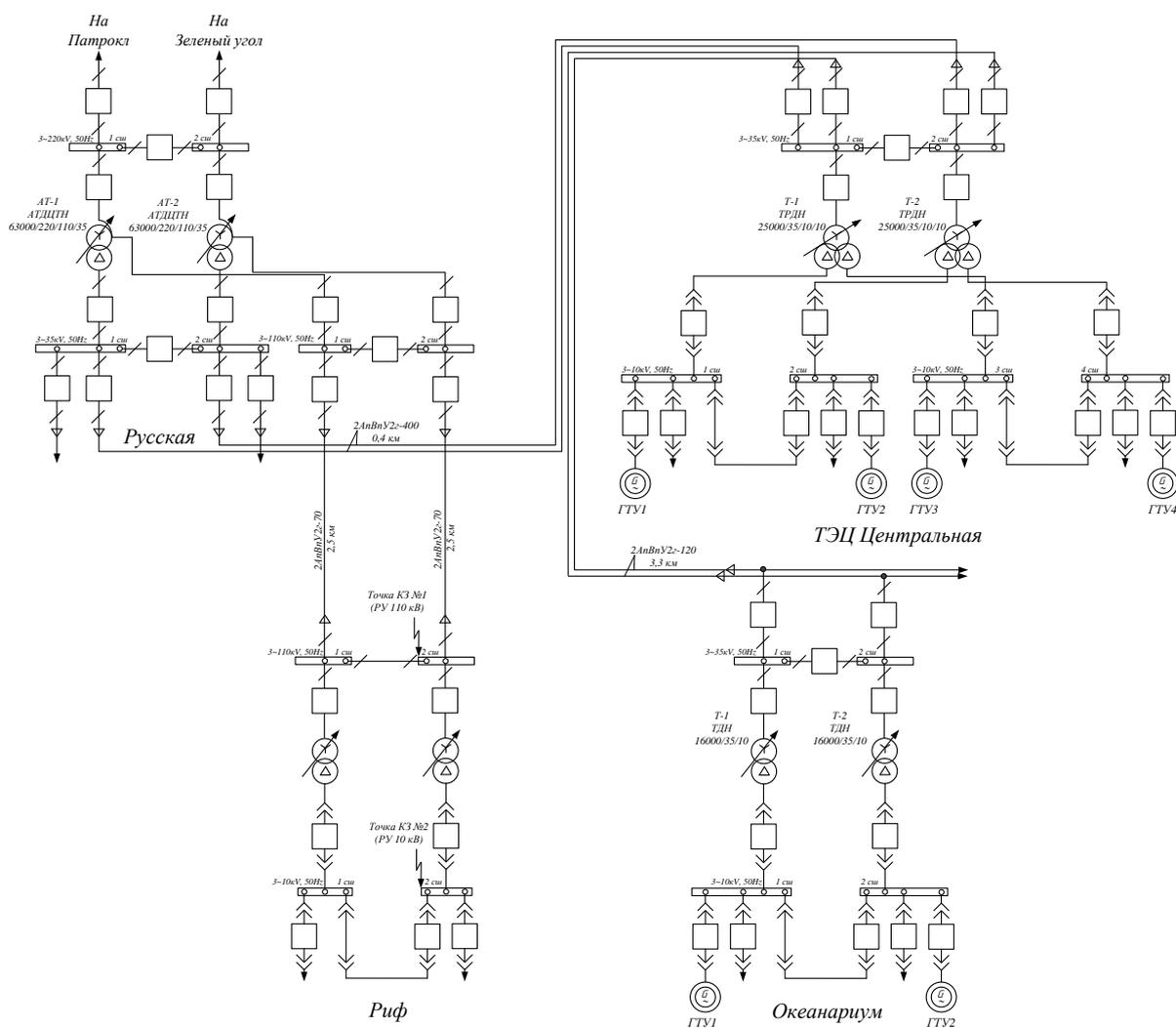


Рисунок 7 – Расчетная схема для всех расчетных точек КЗ

Для метода относительных единиц принимаем базисные условия.
Базисные условия указаны в таблице 6:

Таблица 6 – Базисные условия

| Базисная мощность | Базисное напряжение на стороне 110 кВ | Базисное напряжение на стороне 10 кВ |
|-------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| 1000 МВА | 115 кВ | 10,5 кВ |

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле [21]:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (24)$$

$$I_{B110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{B10} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения в относительных единицах приведенные к базисным условиям:

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ ПС Русская определяется через известное значение тока короткого замыкания со стороны данного источника, который составляет 13,4 кА [21]:

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U_{B110} \cdot I_{K3}} \quad (25)$$

где I_{K3} – ток короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Благовещенская

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,4} = 0,38 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление силовых трансформаторов ПС Риф, ПС Океанариум, по следующей формуле [21]:

$$X_m = 0,5 \cdot \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (26)$$

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

S_H – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Проводим расчет:

$$X_{m1} = 0,5 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3,28 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{m3} = 0,5 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3,28 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой НН на ТЭЦ Центральная, по следующей формуле [21]:

$$X_m = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (27)$$

$$X_{m2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление автотрансформаторов на ПС Русская, по следующей формуле [21]:

$$X_{атвн} = 0,005 \cdot (u_{K\%вс} + u_{K\%вн} - u_{K\%сн}) \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (28)$$

$$X_{атвс} = 0,005 \cdot (u_{K\%вс} - u_{K\%вн} + u_{K\%сн}) \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (29)$$

$$X_{атнн} = 0,005 \cdot (-u_{K\%вс} + u_{K\%вн} + u_{K\%сн}) \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (30)$$

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

$$X_{атвн} = 0,5 \cdot 0,005 \cdot (11,0 + 35,0 - 22,0) \cdot \frac{1000}{63,0} = 0,96 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{атвс} = 0,5 \cdot 0,005 \cdot (11,0 - 35,0 + 22,0) \cdot \frac{1000}{63,0} = -0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{атнн} = 0,5 \cdot 0,005 \cdot (-11,0 + 35,0 + 22,0) \cdot \frac{1000}{63,0} = 1,83 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление генераторов ТЭЦ Центральная и ПС Океанариум (о.е.) [21]:

$$X_g = x_{д} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (31)$$

где $x_{д}$, – сверхпереходное сопротивление по продольной оси (о.е.)

S_H , – номинальная полная мощность генератора (МВА)

$$X_{г1} = 0,5 \cdot 0,153 \cdot \frac{1000}{8,25} = 9,27 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{г2} = 0,5 \cdot 0,189 \cdot \frac{1000}{1,25} = 75,6 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление КЛ по формуле [21]:

$$X_{кл} = x_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (32)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление КЛ (Ом/км)

L – протяжённость КЛ (км)

$$X_{кл1} = 0,5 \cdot 0,13 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{кл2} = 0,5 \cdot 0,13 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{кз} = 0,5 \cdot 0,13 \cdot 3,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,08 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется по следующей формуле [21]:

$$X_n = 1,2 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}} \quad (33)$$

где P_n , Q_n – активная и реактивная мощности нагрузки.

$$X_{n1} = 1,2 \cdot \frac{1000}{\sqrt{20,89^2 + 7,56^2}} = 54,01 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{n2} = 1,2 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{23,4^2 + 8,88^2}} = 47,94 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{n3} = 1,2 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{10,5^2 + 4,19^2}} = 106,14 \text{ (о.е.)}$$

ЭДС генераторов, энергосистемы и обобщенной нагрузки принимаем равными [21]:

$$E_2 = 1,1 \text{ (о.е.)}$$

$$E_C = 1,0 \text{ (о.е.)}$$

$$E_n = 0,85 \text{ (о.е.)}$$

Проводим сворачивание схемы замещения до результирующего сопротивления и ЭДС, на рисунках приведены основные этапы преобразования на примере расчетной точки КЗ №1:

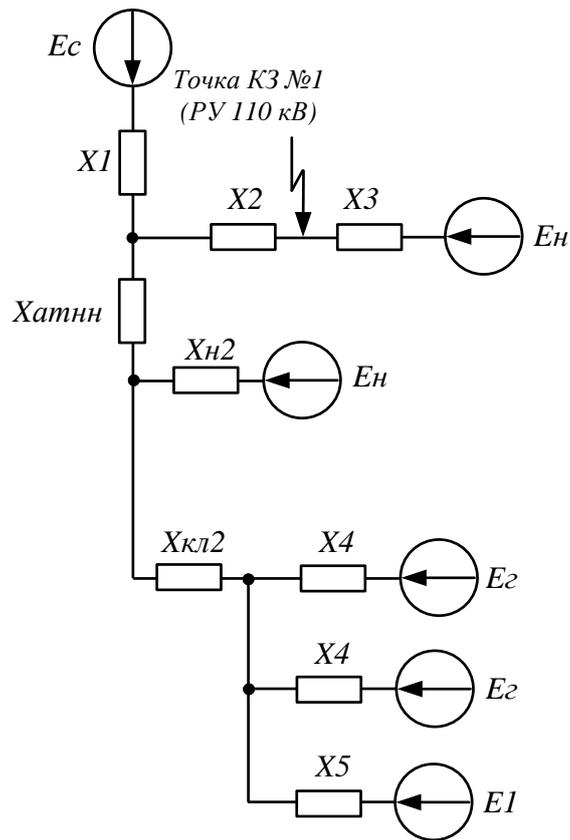


Рисунок 9 – Первый этап преобразования схемы замещения

Определяем значения сопротивлений первого этапа:

$$X1 = X_C + X_{атвн} \quad (34)$$

$$X1 = 0,38 + 0,96 = 1,34 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{кл1} \quad (35)$$

$$X2 = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{m1} + X_{н1} \quad (36)$$

$$X3 = 3,28 + 54,01 = 57,29 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{m2} + X_{21} \quad (37)$$

$$X4 = 4,2 + 9,27 = 13,41 \text{ (о.е.)}$$

$$X5 = X_{к13} + X_{m3} + \frac{X_{z2} \cdot X_{н3}}{X_{z2} + X_{н3}} \quad (38)$$

$$X5 = 0,08 + 3,28 + \frac{9,27 \cdot 106,14}{9,27 + 106,14} = 11,89 \text{ (о.е.)}$$

$$E1 = \frac{E_z \cdot X_{н3} + E_n \cdot X_{z1}}{X_{z2} + X_{н3}} \quad (39)$$

$$E1 = \frac{1,1 \cdot 106,14 + 0,85 \cdot 9,27}{9,27 + 106,14} = 1,08 \text{ (о.е.)}$$

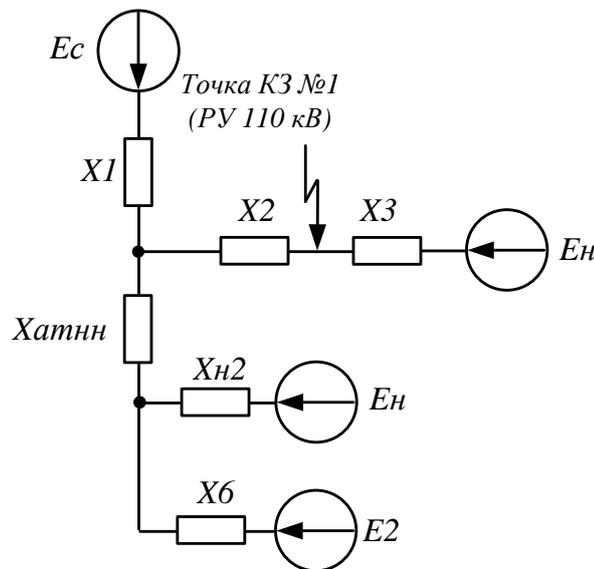


Рисунок 10 – Второй этап преобразования схемы замещения

$$X6 = X_{к12} + \frac{0,5 \cdot X4 \cdot X5}{0,5 \cdot X4 + X5} \quad (40)$$

$$X6 = 0,01 + \frac{0,5 \cdot 13,41 \cdot 11,89}{0,5 \cdot 13,41 + 11,89} = 4,29 \text{ (о.е.)}$$

$$E2 = \frac{0,5 \cdot X4 \cdot E1 + X5 \cdot E_z}{0,5 \cdot X4 + X5} \quad (41)$$

$$E2 = \frac{0,5 \cdot 13,41 \cdot 1,08 + 11,89 \cdot 1,1}{0,5 \cdot 13,41 + 11,89} = 1,09 \text{ (о.е.)}$$

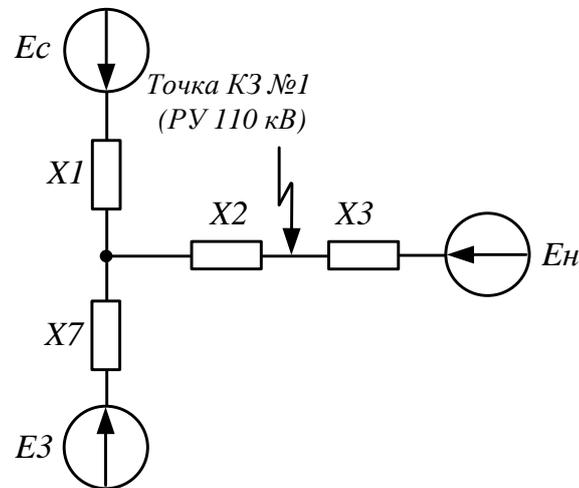


Рисунок 11 – Четвертый этап преобразования схемы замещения

$$X7 = X_{аттн} + \frac{X_{н2} \cdot X6}{X_{н2} + X6} \quad (42)$$

$$X7 = 1,83 + \frac{47,94 \cdot 4,29}{47,94 + 4,29} = 5,76 \text{ (о.е.)}$$

$$E3 = \frac{X_{н2} \cdot E2 + X6 \cdot Eн}{X_{н2} + X6} \quad (43)$$

$$E3 = \frac{47,94 \cdot 1,09 + 4,29 \cdot 0,85}{47,94 + 4,29} = 1,07 \text{ (о.е.)}$$

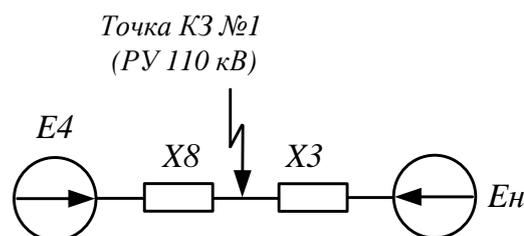


Рисунок 12 – Пятый этап преобразования схемы замещения

$$X8 = X2 + \frac{X1 \cdot X7}{X1 + X7} \quad (44)$$

$$X8 = 0,06 + \frac{1,34 \cdot 5,76}{1,34 + 5,76} = 1,15 \text{ (о.е.)}$$

$$E4 = \frac{X1 \cdot E3 + X7 \cdot E_C}{X1 + X7} \quad (45)$$

$$E4 = \frac{1,34 \cdot 1,07 + 5,76 \cdot 1,0}{1,34 + 5,76} = 1,01 \text{ (о.е.)}$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС:

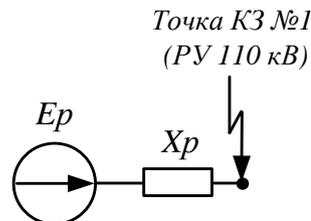


Рисунок 13 – Шестой этап преобразования схемы замещения

$$X_p = \frac{X3 \cdot X8}{X3 + X8} \quad (46)$$

$$X8 = \frac{57,29 \cdot 1,15}{57,29 + 1,15} = 1,01 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X3 \cdot E4 + X8 \cdot E_n}{X3 + X8} \quad (47)$$

$$E4 = \frac{57,29 \cdot 1,01 + 1,15 \cdot 0,85}{57,29 + 1,15} = 1,0 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах 110 кВ ПС Риф [21]:

$$I_{no1} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{B110} \quad (48)$$

$$I_{no1} = \frac{1}{1,01} \cdot 5,02 = 5,0 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА) [21]:

$$I_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (49)$$

где I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

t_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,055 сек.

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

$$I_{a1} = \sqrt{2} \cdot 5,0 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,02}} = 0,45 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА) [21]:

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (50)$$

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

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot k_y \quad (51)$$

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 5,0 \cdot 1,61 = 11,38 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания [21]:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (52)$$

где t_{OB} – наибольшее время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты [21]:

$$t_{OB} = t_{PЗ} + t_{CB} \quad (53)$$

где $t_{PЗ}$ – время работы резервной защиты.

t_{CB} – собственное время отключения выключателя.

Проводим расчет теплового импульса (время работы резервной защиты составляет 2,5 сек):

$$B_{к1} = 5,0^2 \cdot (2,5 + 0,055 + 0,02) = 64,37 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Результаты расчетов токов короткого замыкания для обоих расчетных точек приводим в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчетов токов КЗ

| Точка КЗ | I_{no} (кА) | I_a (кА) | $I_{y\partial}$ (кА) | B_k (кА ² с) |
|-----------------------|---------------|------------|----------------------|---------------------------|
| Расчетная точка КЗ №1 | 5,0 | 0,45 | 11,38 | 64,37 |
| Расчетная точка КЗ №2 | 13,22 | 1,19 | 30,1 | 450,03 |

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ РИФ

Выбор электротехнического оборудования на рассматриваемом объекте в частности на подстанции Риф является неотъемлемой частью данной работы поэтому в данном разделе будет производиться выбор коммутационного оборудования, измерительного, а также иного силового и защитного оборудования.

Выбор основывается на данных о максимальных рабочих токах и уровне номинальных напряжений, а также о токах короткого замыкания которые были определены в предыдущем разделе.

Всё коммутационное оборудование будет выбираться по номинальному току и номинальному напряжению и после этого проверяться на коммутационную, динамическую и термическую стойкость по условию протекания токов короткого замыкания.

Выключатели, разъединители будут проверяться также по тепловому импульсу, который представляет собой количество тепла выделяемого при протекании тока короткого замыкания и соответственно всё принятое оборудование должно проходить и данную проверку.

Трансформаторы тока и напряжения должны проходить проверку по вторичной нагрузке, и соответственно данная нагрузка не должна превышать заданную нагрузку, которая соответствует данным трансформаторам тока и напряжения в заданном классе точности.

В данном разделе будет произведен выбор проводников для распределительных устройств высокого и низкого напряжения на подстанции Риф.

В качестве защитных аппаратов для обеспечения безопасного электроснабжения в случае попадания грозовых импульсов в данной работе рассматриваются нелинейные ограничители перенапряжений, которые защищают такое электрооборудование как силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, которые наиболее подвержены грозовому

воздействию. Определяем максимальные рабочие трансформаторных выключателей 110 кВ ПС Риф по следующей формуле исходя из утяжеленного режима работы силовых трансформаторов (загрузка 140 %) [14]:

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (54)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение стороны ВН (кВ);

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot 16,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118,0 \text{ (А)}.$$

Для трансформаторных выключателей 110 кВ [14]:

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,0 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя 10 кВ определяется по следующей формуле [14]:

$$I_{мсв10} = \frac{I_{м10}}{2}$$

$$I_{мсв10} = \frac{1293,0}{2} = 646,5 \text{ (А)}.$$

12.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [14]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (55)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (56)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Принимаем на ПС Риф, в соответствии с климатическим условиями, рассмотренными в пункте, выключатели российского производства марки ВБП-110 П-20/2000У1. Привод выключателя пружинный типа ППрК-УЭТМ-2400 С.

Проверка термической стойкости проводится по максимальному току [14]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (57)$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости проводится по максимальному току [14]:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (58)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

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

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 2000 | 118,0 | $I_{ном} \geq I_m$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 20 | 5,0 | $I_{откл} \geq I_{по}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 20 | 5,0 | $I_{вкл} \geq I_{по}$ |
| $I_{ник}$ (кА) | 102 | 11,38 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| $I_{ном.а}$ (кА) | 12,46 | 0,45 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{пр.скв}$ (кА) | 102 | 11,38 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 1200 | 64,37 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

12.2 Выбор выключателей 10 кВ

Выбор и проверка выключателей 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для выключателей 110 кВ. Принимаем ячейку КРУ СЭЩ. По полученным результатам принят выключатель российского производства ВВЭ-М-10-1600-40У1 с электромагнитным приводом. Сравнение параметров в показано в таблице 9:

Таблица 9 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 1600 | 1293,0 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 40 | 13,22 | $I_{откл} \geq I_{но}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 40 | 13,22 | $I_{вкл} \geq I_{но}$ |
| $I_{ник}$ (кА) | 81 | 30,1 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| $I_{ном.а}$ (кА) | 16,96 | 1,19 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{пр.скв}$ (кА) | 81 | 30,1 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 4800 | 450,03 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Выключатель проходит проверку далее выбираем секционный выключатель 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-1000-40У1, Сравнение параметров в показано в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|-------|------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 1000 | 646,5 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 40 | 13,22 | $I_{откл} \geq I_{но}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 40 | 13,22 | $I_{вкл} \geq I_{но}$ |
| $I_{ник}$ (кА) | 81 | 30,1 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| $I_{ном.а}$ (кА) | 16,96 | 1,19 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----------------------------------|------|--------|------------------------------------|
| $I_{пр.скв} (кА)$ | 81 | 30,1 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$ | 4800 | 450,03 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Выключатель проходит проверку.

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателя 10 кВ присоединения

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} (кВ)$ | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном} (А)$ | 1000 | 115,0 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл} (кА)$ | 40 | 13,22 | $I_{откл} \geq I_{по}$ |
| $I_{вкл} (кА)$ | 40 | 13,22 | $I_{вкл} \geq I_{по}$ |
| $I_{пик} (кА)$ | 81 | 30,1 | $I_{пик} \geq I_{уд}$ |
| $I_{ном.а} (кА)$ | 16,96 | 1,19 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{пр.скв} (кА)$ | 81 | 30,1 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$ | 4800 | 450,03 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Выключатель проходит проверку.

12.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители российского производства марки РГП-СЭЩ-2-110/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|---------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} (кВ)$ | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном} (А)$ | 1000 | 118,0 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв} (кА)$ | 80 | 11,38 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$ | 2790,75 | 64,37 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Выбранный разъединитель будет использоваться как в ремонтной перемычке, так на трансформаторных выключателях и на трансформаторах напряжения, выбранные разъединители указаны на листе графической части.

12.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока 110 кВ принимаются встроенные в выключатели.

Расчет общего сопротивления вторичных цепей [14]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (59)$$

Сопротивление контактов $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (60)$$

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

l - длина проводов, для РУ 110 кВ подстанции 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление проводов (для РУ 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов [14]:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{np}}}{I_2^2} \quad (61)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс российского производства Ресурс Е4. Расчет нагрузки приведен в таблице 13, 14, 15.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока установленных в трансформаторных выключателях 110 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|-----------|----------|--------------------|
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 0,5 |

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в ячейках вводных выключателей 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|------------|-----------|--------------------|
| Ваттметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Ресурс Е4 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|-----------|-------|--------------------|
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{np}=1,5$ ВА.

Сопротивление приборов на стороне 110 кВ:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ вводного выключателя $S_{np} = 1,62$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока секционного выключателя $S_{np} = 0,5$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока выключателя присоединения $S_{np} = 0,5$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10св} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС Риф ТОГ-110 номинальным током 150А.

Сравнение параметров выбранного встроенного трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка встроенного ТТ 110 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-----|------------------|-----------------------------|
| $Z_{2ном}$ (Ом) | 20 | 0,87 | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |
| $I_{ном}$ (А) | 150 | 118,0 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ в ячейках вводных выключателей ПС Риф типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка ТТ в ячейках вводных выключателей 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|--------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 1500 | 1293,0 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}$ (кА) | 82 | 30,1 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ (кА ² с) | 3675,0 | 450,03 | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$ |
| $Z_{2ном}$ (Ом) | 1,2 | 0,6 | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ в секционном выключателе ПС Риф типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка ТТ в ячейке секционного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|--------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 800 | 647,0 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}$ (кА) | 82 | 30,1 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ (кА ² с) | 3675,0 | 450,03 | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$ |
| $Z_{2ном}$ (Ом) | 1,2 | 0,55 | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

12.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (62)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Риф приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность (ВА) |
|--------------------------|----------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | ЕМ-06 | 2 | 2 |
| Вольтметр регистрирующий | ЕМ-06 | 2 | 10 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Сумма | | | 36 |

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

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 $S_{2ном}$ | 400 ВА | 36 ВА | $S_{2ном} \geq S_2$ |

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ ПС Риф приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность (В·А) |
|-------------|-----------|---------------------|-----------------------------|
| Вольтметр | ЕМ-06 | 2 | 4 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Счетчик АЭ | Ресурс Е4 | 14 | 14 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 24 |

Принимаем для РУ 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 $S_{2ном}$ | 75 ВА | 24 ВА | $S_{2ном} \geq S_2$ |

Данный тип трансформатора оставляем.

12.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС Риф приведены в таблице 23:

Таблица 23 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС Риф

| Вид потребителя | Расчетная мощность приемник (кВА) |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| Приводы выключателей | 8,36 |
| Обогрев приводов выключателей | 2,4 |
| Обогрев ЗРУ 10 кВ | 12 |
| Освещение коридора ЗРУ 10 кВ | 4 |
| Освещение ячеек 10 кВ | 1,4 |
| Освещение ОРУ | 8 |
| Расчетная полная мощность | 36,16 |

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Риф [14]:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}}$$

$$S_p = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ 40 10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА

12.7 Выбор гибких шин 110 кВ

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 176,0 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Т.к. ток короткого замыкания менее 20 кА поэтому на схлестывание данные проводники не проверяются.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ) [14]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (63)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле [14]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (64)$$

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

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (65)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

12.8 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС Риф. Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 1232,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания [14]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{450,03}}{91} = 0,33$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей 10 кВ.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка электродинамической стойкости [14]:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (66)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Расчет момента инерции [14]:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (67)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{см)}$$

Принимаем пролет между изоляторами 10 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия [14]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (68)$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 для принятого типа КРУ (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30100^2}{0,4} = 1115,01 \text{ (Н/м)}$$

Расчет момента сопротивления [14]:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (69)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)}$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ [14]:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (70)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{30100^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 9,28 \text{ (МПа)}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа, расчет окончен и данные шины могут быть приняты для установки в РУ 10 кВ ПС Риф.

12.9 Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению [14]:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (71)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (72)$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как [14]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (73)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{11380^2 \cdot 1,1}{2,4} \cdot 10^{-7} = 50,15 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК-10-110/450-III-УХЛ1 с номинальным усилием разрушения 10000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$10000 \cdot 0,6 = 6000 \geq 50,15 \text{ (Н)}$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 110 кВ ПС Риф

12.10 Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Выбор проводится аналогично изоляторам 110 кВ:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ сети} \quad (74)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (75)$$

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (76)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{30100^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 999,15 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 999,15$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС Риф

13 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС РИФ

13.1 Защита от прямых ударов молнии

В данном случае применяются отдельно стоящие молниеотводы, совмещенные с прожекторными мачтами в количестве 4 шт. Высота молниеотвода над уровнем земли, принимается 25 м.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 3.

Находим эффективную высоту молниеотвода [2]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (77)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли [2]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (78)$$

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

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала [2]:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (79)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

$$r_x = 1,6 \cdot 25 \cdot \frac{(25 - 11)}{(25 + 11)} = 15,56 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов, расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2) [2]:

$$h_c = h - \frac{L}{7}$$

(80)

где L – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

$$h_c = 25 - \frac{29}{7} = 20,85 \text{ (м)}$$

Находим половину ширины внешней зоны на уровне линейного портала по следующей формуле [2]:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}$$

(81)

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{20,85 - 11}{1 + \frac{11}{20,85}} = 10,32 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет молниезащиты ПС Риф

| Пара молниеотводов | L (м) | h (м) | $h_{э\phi}$ (м) | h_c (м) | r_0 (м) | r_x (м) | r_{cx} (м) |
|--------------------|---------|---------|-----------------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| 1 - 2 | 55,0 | 25,0 | 21,25 | 17,14 | 26,25 | 15,56 | 5,98 |
| 1 - 3 | 29,0 | 25,0 | 21,25 | 20,85 | 26,25 | 15,56 | 10,32 |
| 3 - 4 | 55,0 | 25,0 | 21,25 | 17,14 | 26,25 | 15,56 | 5,98 |
| 2 - 4 | 29,0 | 25,0 | 21,25 | 20,85 | 26,25 | 15,56 | 10,32 |

Расчет системы молниезащиты представлен в приложении А

13.2 Защита от набегающих волн перенапряжений

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{ном} \geq U_{раб} \quad (82)$$

Принимаем первоначально ОПН-110/10/77/400 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{ном.макс} \geq U_{раб.макс} \quad (83)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}} \quad (84)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ}$$

$$105\text{кВ} \geq 89,44\text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (85)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где - $U_{исп50}$ - 50% - ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ, согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 объем и нормы испытаний электрооборудования.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 (\text{кВ})$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) (\text{кВ})$$

$$175 \leq 182,75 (\text{кВ})$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (86)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гп}$:

$$A_{гп} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (87)$$

$$A_{гп} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{гп} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 25 - Параметры ОПН 110 кВ

| Тип ОПН | ОПН-110/10/77/400 |
|--|-------------------|
| Класс напряжения сети, кВ | 110 |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 105 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |
| Остающееся напряжение, кВ | 175 |
| Длина пути утечки, см | 630 |
| Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ | 4,5 |

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

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------|------|------------------|-----------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $U_{нр}$ (кВ) | 7,12 | 6,92 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

14 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС Риф не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Риф согласно листа графической части.

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Эквивалентное сопротивление грунта ПС Риф $\rho_{\text{экв}} = 60 \text{ (Ом/м)}$

Определяем площадь контура заземления ПС Риф:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (88)$$

$$S = (65+3) \cdot (36+3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,01 \text{ м}$:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (89)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (90)$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

T - максимальное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{22,21^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (91)$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (92)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость, следовательно, принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (93)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (94)$$

$$m = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (95)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \text{ (м)} \quad (96)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (97)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56$$

Принимаем: $n_g = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_g = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (98)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

$$R_c = 60 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,37 \text{ (Ом)}$$

Определяем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (99)$$

где - I_M - ток молнии для заданного региона (кА).

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (40,0 + 45)}} = 1,35$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u \quad (100)$$

$$R_u = 0,37 \cdot 1,35 = 0,49 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен. Схема молниезащиты и заземления ПС Риф представлена на рисунке 14.

Расчет заземления приведен в приложении Б.

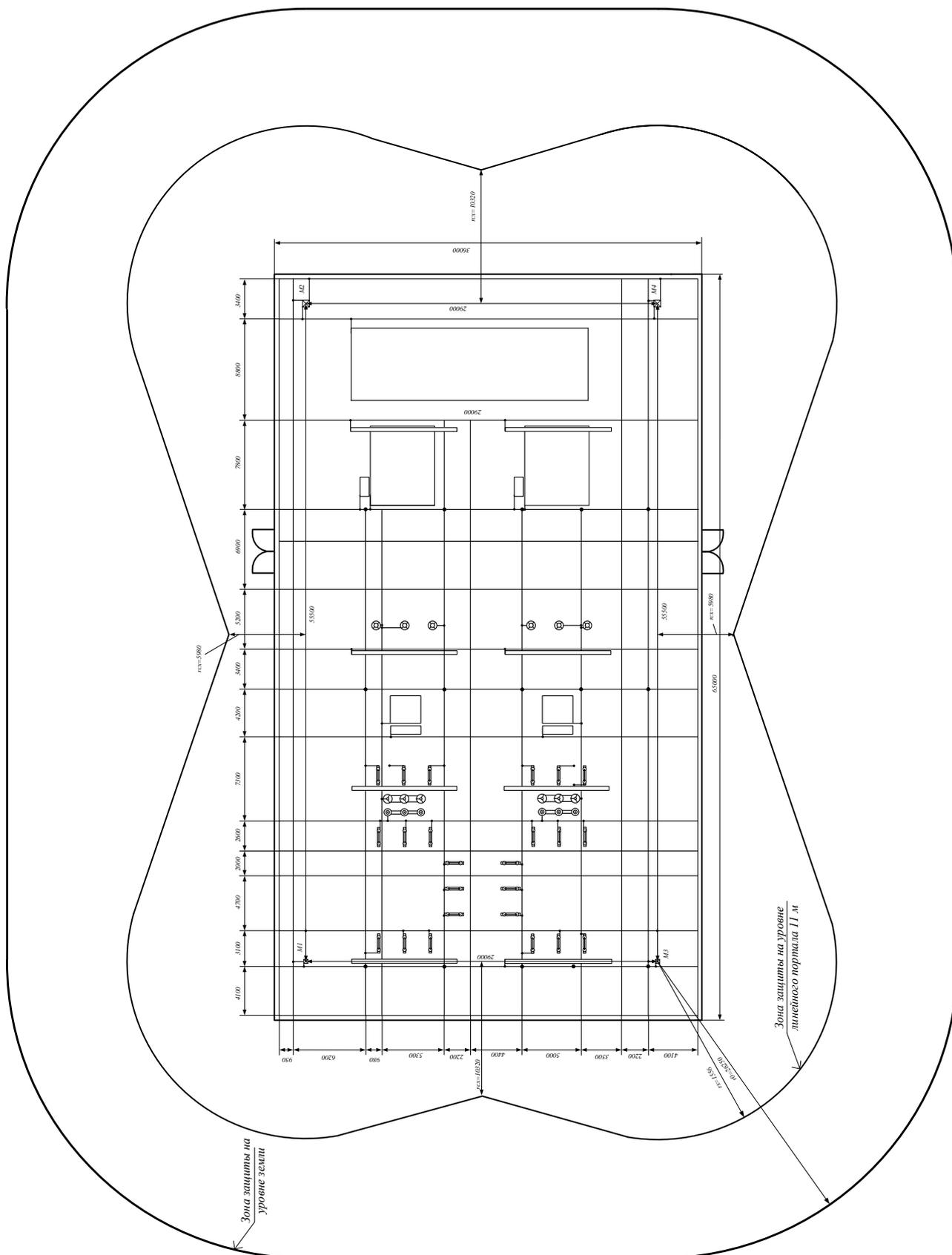


Рисунок 14 - Схема молниезащиты и заземления

15 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ПС РИФ

На ПС Риф в качестве устройств защиты силовых трансформаторов применяются следующие типы:

- 1) Дифференциальная защита (основная) для защиты от междуфазных и однофазных повреждений.
- 2) Максимальная токовая защита (резервная) от междуфазных и однофазных повреждений
- 3) Защита от перегрузки на сигнал.
- 4) Газовая защита от внутренних повреждений внутри бака трансформатора и от упуска масла.

Проводим расчет основной защиты трансформатора ПС Риф.

15.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации [22]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (101)$$

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

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (102)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию [22]:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР}$$
$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (103)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

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

ε – полная относительная погрешность;

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

$\Delta f_{BЫP}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом [22]:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (104)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения [22]:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (105)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (106)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

Расчетный ток небаланса [22]:

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

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

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

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 27:

Таблица 27 – Тормозные характеристики.

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

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

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (107)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

15.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора подстанции Риф, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак. В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ

15.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС Риф с действием на сигнал [22]:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_e} \cdot I_{номВН} \quad (108)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 118,0 = 154,0 \text{ (A)}$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_e – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле [22]:

$$I_{CP} = \frac{154,0}{(150/5)} = 5,13 \text{ (A)}$$

15.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 110 кВ ПС Риф.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ трансформаторов ПС Риф [22]:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_в} \cdot I_{номВН} \quad (107)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 118,0 = 265,5 \text{ (A)}$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$k_в$ – коэффициент возврата;

$$k_ч = \frac{I^{(3)}_к}{I_{C3}} \quad (108)$$

$$k_ч = \frac{13,22 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 115)}{265,5} = 7,14$$

Ток срабатывания реле [22]:

$$I_{CP} = \frac{265,5}{(150 / 5)} = 8,85 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

16 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПС РИФ

16.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ Риф для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

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

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

16.2 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка применяется на стороне 10 кВ ПС Риф и отключает при необходимости потребителей второй и третьей категории.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных

потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

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

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

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

16.3 Автоматическое повторное включение

АПВ применяется на отходящих от ПС Риф ВЛ 10 кВ которые питают потребителей соответствующего класса напряжения.

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

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

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

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

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

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

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

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

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование трансформаторной подстанции 110/10 кВ Риф в Приморском крае, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения. Рассмотрим основные меры безопасности при работе в действующих электроустановках

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [20]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики [20].

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания,

определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ [20].

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки [20].

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в

подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стоять! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [20].

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ [20].

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ [20].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стой! Напряжение» [20].

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие

напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекачивать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м [20].

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента,

приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м [20].

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

17.2 Экологичность

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

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

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

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

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов

загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

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

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

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;
- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

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

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

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

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

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

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

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

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

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством

объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

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

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

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

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.

- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

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

Расчет маслоприемника трансформатора

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

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

На подстанции Риф устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/110/10 с размерами (м) 6,0×3,5×5,5 и массой масла 12,82 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [18].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [18].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [18].

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

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 15 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

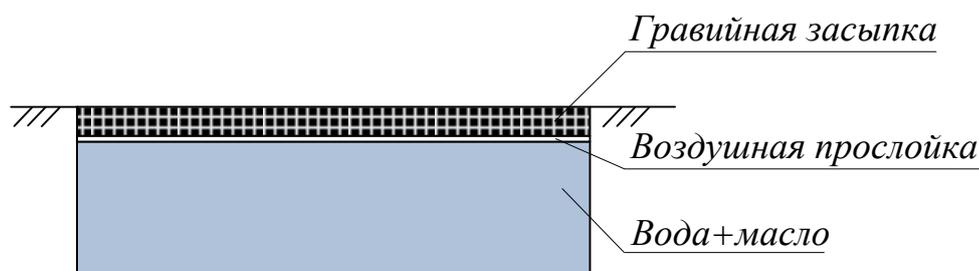


Рисунок 15 – Маслоприемник трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [4]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (109)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{12,82}{0,88} = 14,57 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [4]:

$$S_{\text{мл}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (110)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мл}} = (6,0 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,5 + 2 \cdot 1,5) = 58,5 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [4]:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (111)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бн}} = (6,0 + 3,5) \cdot 2 \cdot 5,5 = 104,5 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [18]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [4]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (112)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (58,5 + 104,5) \cdot 10^{-3} = 58,68 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [4]:

$$V_{\text{мм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (113)$$

$$V_{\text{мм}H_2O} = 14,57 + 0,8 \cdot 58,68 = 61,51 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{мм}H_2O}$:

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{мм}H_2O}}{S_{\text{мн}}} \quad (114)$$

$$H_{\text{мн}} = \frac{61,51}{58,5} = 1,05 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [18]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [18]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [18]:

$$H_{nmi} = H_{mi} + H_{en} + H_z \quad (115)$$

$$H_{nmi} = 1,05 + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ (м)}$$

17.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта – ПС
Риф:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее. Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование. Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения. В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем, связи и коммуникаций, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было выполнено значительное количество задач достигнута основная цель – спроектирована современная система электроснабжения для научно исследовательского комплекса. Данная система отвечает всем необходимым требованиям по надежности и качеству электроснабжения столь ответственного потребителя.

При выборе оборудования предпочтение отдано отечественным производителям таким как Самара электроцит которые длительное время находятся на рынке электрооборудования и хорошо себя зарекомендовали. Также следует отметить что в данной работе выбрано все необходимое силовое измерительное, и защитное оборудование предназначенное для бесперебойного электроснабжения потребителей. Все оборудование было проверено по условиям протекания расчетных рабочих токов и токов короткого замыкания, измерительные трансформаторы тока и напряжения проверены по вторичной нагрузке.

Выбрана и рассчитана система молниезащиты и заземления подстанционного оборудования.

Оценены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования выполнены соответствующие экономические расчеты.

Представленный проект системы внешнего электроснабжения может быть применен на фактическом объекте.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатом-издат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с.
- 5 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 6 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 7 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.
- 8 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 9 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 10 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 11 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 12 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

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

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

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

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

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

18 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070)

19 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (с изменениями на 24 октября 2022 года)

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

21 Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, М. Д. Сенюк, М. Р. Загидуллин, К. А. Зиновьев, А. И. Хальясмаа ; науч. ред. С. Н. Шелюг, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. - Екатеринбург : Издательство Уральского университета, 2019. - 107 с.

22 Релейная защита электрооборудования электрических станций, сетей и систем : учебное пособие для СПО / Л. Г. Мигунова, А. И. Земцов, Е. М. Шишков, А. В. Гофман. — Саратов : Профобразование, 2022. — 204 с.

23 Сибикин, Ю. Д. Основы электроснабжения объектов : учебное пособие / Ю. Д. Сибикин. - 3-е изд. стер. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. - 328 с.

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

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

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

27 Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 288 с.

28 Черных, Р. А. Электроснабжение и энергосбережение на предприятии: курс лекций : учебное пособие / Р. А. Черных, О. В. Карлова, С. М. Плотников. — Красноярск : СибГУ им. академика М. Ф. Решетнёва, 2021. — 92 с.

29 Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие / В.П. Шеховцов. — 3-е изд., испр. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 214 с.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет молниезащиты ПС Риф

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h$$

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

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

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

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)}$$

$$r_x = 1,6 \cdot 25 \cdot \frac{(25 - 11)}{(25 + 11)} = 15,56 \text{ (м)}$$

$$h_c = h - \frac{L}{7}$$

$$h_c = 25 - \frac{29}{7} = 20,85 \text{ (м)}$$

$$r_{\text{cx}} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}$$

$$r_{\text{cx}} = 1,6 \cdot \frac{20,85 - 11}{1 + \frac{11}{20,85}} = 10,32 \text{ (м)}$$

| Пара молниеотводов | L (м) | h (м) | $h_{\text{эф}}$ (м) | h_c (м) | r_0 (м) | r_x (м) | r_{cx} (м) |
|--------------------|-------|-------|---------------------|-----------|-----------|-----------|---------------------|
| 1 - 2 | 55,0 | 25,0 | 21,25 | 17,14 | 26,25 | 15,56 | 5,98 |
| 1 - 3 | 29,0 | 25,0 | 21,25 | 20,85 | 26,25 | 15,56 | 10,32 |
| 3 - 4 | 55,0 | 25,0 | 21,25 | 17,14 | 26,25 | 15,56 | 5,98 |
| 2 - 4 | 29,0 | 25,0 | 21,25 | 20,85 | 26,25 | 15,56 | 10,32 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет заземления ПС Риф

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

$$S = (A+3) \cdot (B+3)$$

$$S = (65+3) \cdot (36+3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{22,21^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (M)}$$

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}}$$

$$m = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9$$

$$m = 11$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (M)}$$

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

$$L = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (M)}$$

$$n_{\text{г}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}}$$

$$n_{\text{г}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56$$

$$n_{\text{г}} = 15$$

$$l_{\text{г}} = 2,5 \text{ (M)}$$

$$Rc = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\text{г}} \cdot n_{\text{г}}} \right)$$

$$Rc = 60 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,37 \text{ (OM)}$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}}$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (40,0 + 45)}} = 1,35$$

$$Ru = Rc \cdot \alpha u$$

$$Ru = 0,37 \cdot 1,35 = 0,49(\text{OM})$$