

Министерство образования и науки 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) программы Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция сети 110 кВ Приморского края на участке Партизанская
ГРЭС – Находка\Находка.

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

А. В. Градовский

Руководитель
преподаватель

подпись, дата

Ю. В. Мясоедов

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. выпускной квалификационной работы (проекта): _____
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов):

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствиесодержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте) _____

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы (проекта) _____

3. Недостатки работы (проекта) _____

РЕФЕРАТ

Проект: 138с, 11 рисунков, 37 таблиц, 21 источник.

Автотрансформатор, выключатель, разъединитель, подстанция, трансформатор тока, трансформатор напряжения, характеристика района, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрооборудования, релейная защита и автоматика, надёжность, безопасность и экологичность, срок окупаемости, трансформаторные масла, молниезащита.

В данном дипломном проекте была спроектирована подстанция «Новопетровка». Определена надёжность работы подстанции в нормальном режиме и при выводе в ремонт линии 110 кВ. Произведены расчеты рабочих токов, токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также выбор и проверка оборудования на подстанции; рассмотрен расчет релейной защиты автотрансформатора. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 8 |
| 1 Основная часть | 10 |
| 1.1 Характеристика района и анализ остаточного ресурса основного оборудования | 10 |
| 1.1.1 Географическая характеристика района | 10 |
| 1.1.2 Характеристика основного оборудования и анализ остаточного ресурса | 11 |
| 1.1.3 Обоснование целесообразности реконструкции ОРУ – 35 кВ и ЗРУ | 13 |
| 1.2 Перепроверка токов короткого замыкания на 2010 год | 14 |
| 1.2.1 Основные положения | 14 |
| 1.2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров | 16 |
| 1.2.3 Расчет токов трехфазного короткого замыкания | 22 |
| 1.2.4 Расчет токов двухфазного короткого замыкания | 25 |
| 1.2.5 Расчет токов однофазного короткого замыкания | 26 |
| 1.2.6 Расчет рабочих токов | 28 |
| 1.3 Выбор электрических аппаратов | 29 |
| 1.3.1 Общие положения | 29 |
| 1.3.2 Выбор выключателей и разъединителей | 29 |
| 1.3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей на ОРУ – 220 кВ | 30 |
| 1.3.2.2 Выбор выключателей и разъединителей на ОРУ – 110 кВ | 33 |
| 1.3.2.3 Выбор выключателей и разъединителей на ОРУ – 35 кВ | 34 |
| 1.3.3 Выбор измерительных трансформаторов тока | 36 |
| 1.3.3.1 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ – 220 кВ | |
| 1.3.3.2 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ – 110 кВ | |
| 1.3.3.3 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ – 35 кВ | |
| 1.3.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения | 40 |

| | | |
|---------|---|----|
| 1.3.4.1 | Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ – 220 кВ | 41 |
| 1.3.4.2 | Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ – 110 кВ | 42 |
| 1.3.4.3 | Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ – 35 кВ | 43 |
| 1.3.5 | Выбор ограничителей перенапряжения | 44 |
| 1.4 | Выбор ошиновки | 46 |
| 1.4.1 | Выбор ошиновки ОРУ – 220 кВ | 47 |
| 1.4.2 | Выбор ошиновки ОРУ – 110 кВ | 48 |
| 1.4.3 | Выбор ошиновки ОРУ – 35 кВ | 49 |
| 1.5 | Выбор КРУ - 10 кВ | 50 |
| 1.6 | Выбор аккумуляторных батарей | 56 |
| 1.6.1 | Назначение оперативного тока | 56 |
| 1.6.2 | Источники оперативного тока | 56 |
| 1.6.3 | Источники постоянного тока | 57 |
| 1.6.4 | Проверка аккумуляторных батарей и зарядно-подзарядных устройств | 58 |
| 1.7 | Выбор трансформаторов собственных нужд | 62 |
| 1.8 | Изоляция и перенапряжение | 63 |
| 1.8.1 | Заземление подстанции | 63 |
| 1.8.1.1 | Общие сведения | 63 |
| 1.8.1.2 | Описание заземляющего устройства на подстанции | 65 |
| 1.8.1.3 | Проверка заземляющего устройства | 66 |
| 1.8.2 | Молниезащита подстанции | 70 |
| 1.8.2.1 | Общие сведения | 70 |
| 1.8.2.2 | Проверка молниезащиты подстанции | 72 |
| 1.8.2.3 | Грозоупорность подстанции | 74 |
| 1.9 | Релейная защита и автоматика | 81 |

| | |
|---|-----|
| 1.9.1 Общие понятия и требования релейной защиты | 81 |
| 1.9.2 Расчет релейной защиты автотрансформатора Т – 1 | 83 |
| 1.10 Надежность подстанции | 91 |
| 1.10.1 Общие положения | 91 |
| 1.10.2 Расчет надежности ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 110 кВ | 92 |
| 2 УРОВ на подстанции | 104 |
| 2.1 Назначение и область применения УРОВ | 104 |
| 2.2 Основные принципы выполнения УРОВ | 105 |
| 2.3 УРОВ для схемы четырехугольника | 115 |
| Библиографический список | 124 |

ВВЕДЕНИЕ

Проектируемая подстанция «Новопетровка» предназначена для усиления схемы внешнего электроснабжения потребителей западного района области на участке от ПС Благовещенская до ПС амурская.

Максимальная нагрузка рассматриваемого района в отчетном году и ожидаемая на перспективу составит (МВт):

| 1996 г. (отчет) | 2000 г. | 2005 г. | 2010 г. |
|-----------------|---------|---------|---------|
| 7 | 10 | 15 | 25 |

Необходимость строительства ПС 220/110/35/10 кВ Новопетровка обусловлена ожидаемым ростом электрических нагрузок рассматриваемого района, надежное электроснабжение которого на уровне 2005 г. не может быть обеспечено по существующим сетям 110 – 35 кВ.

Сооружение ПС предлагается осуществить в два этапа:

- первый этап: 2005 г. – сооружение ПС 110/35/10 кВ Новопетровка;
- второй этап: 2010 г. – ввод «крыла» 220 кВ ПС Новопетровка.

Надежное электроснабжение потребителей района в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Благовещенск - Дачная не может быть обеспечено в рассматриваемый период без ввода ПС Новопетровка:

- на уровне 2005 г. без ввода ПС 110/35/10 кВ не будет обеспечено питание большей части потребителей ПС 110 кВ Сергеевка, которая присоединена одноцепной ВЛ 110 кВ к ПС Игнатьево (имеется небольшой резерв по сетям 35 кВ), и ПС 35 кВ Петровка, которая присоединена одноцепной ВЛ 35 кВ к ПС 110 кВ Сергеевка;

- в 2010 г. до ввода «крыла» 220 кВ ПС потребители, питающиеся от ПС 110 кВ Игнатьево, Дачная, не могут быть обеспечены электроэнергией требуемого качества, так как уровни напряжения этих ПС будут значительно ниже допустимых по нагреву.

Ввод ПС Новопетровка помимо обеспечения надежного электроснабжения потребителей рассматриваемого района позволит снизить расход электроэнергии на транспорт в энергосистеме на 5,3 млн. кВт. ч.

Присоединение ПС к сетям энергосистемы предлагается:

- на напряжении 110 кВ двумя ВЛ – к существующей ПС 110 кВ Сергеевка и к ПС 110 кВ Гуран, ввод которой предусматривается к 2005 г.;

- на напряжении 220 кВ к ВЛ 220 кВ Благовещенская – Амурская по схеме «заход - выход» (к новой при условии ее сооружения до ввода ПС, либо к существующей при отставании сооружения новой ВЛ).

На ПС Новопетровка необходимо установить два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью по 63 МВ.А и два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 6,3 МВ.А каждый.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика район и анализ остаточного ресурса основного оборудования

1.1.1 Географическая характеристика района

Климатические условия района, в котором находится проектируемая подстанция, расположена в умеренном климатическом поясе.

Климат района континентальный, умеренный, муссонный. Формируют его многие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;

- структура термобарического поля – характерно образование высотных барических гребней и ложбин, с ними связана адвекция холода и тепла;

- положение фронтальных зон и развитие циклической деятельности - распределение осадков и температурной инверсии определяет горный рельеф.

Вся территория находится под воздействием восточно-азиатской муссонной циркуляции, которая обуславливает сезонную смену направления ветров, типов воздушных масс, увеличение относительной влажности и осадков в тёплый период года и резко различающиеся типы погоды по сезонам. Зимой - холодные сухие массы воздуха, преобладающее направление ветров – северо-западное. Первая половина зимы (конец ноября – начало декабря) довольно неустойчива. Пасмурная погода сменяется ясной. Холодные северо-западные ветра господствуют до марта. Зимние типы погоды характеризуются мало снежностью и сильными морозами. Морозы достигают $-35 \div -40$ °С. Среднемесячная температура в январе достигает $-25 \div -32$ °С. Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего $20 \div 40$ см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Лето тёплое и влажное. Туманы обильны, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества.

Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм. Средняя июльская температура достигает примерно $30 \div 35$ °С.

Осень ясная, солнечная, тёплая, с прозрачным сухим воздухом. Безветренная погода продолжается до октября. В октябре наступают заморозки.

Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 530 Па.

Район гололедности – II. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 10 мм.

Почвы в районе расположения района буротаежные. Глубина промерзания 3,20 м.

Сейсмичность района – 6 баллов.

1.1.2 Характеристика основного оборудования и анализ остаточного ресурса

Электрические машины и трансформаторы, установлены на электростанциях и подстанциях, линии электрических сетей нуждаются в управлении и защите от повреждения и аномальных режимов. Для этого необходимы коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, токоограничивающие реакторы, разрядники и другое электрическое оборудование первичных (силовых) цепей. Необходимы также аппараты управления, контроля, измерений, релейной защиты и автоматики, образующие вторичные цепи электрической установки.

Оборудование подстанции:

- автотрансформаторы, предназначенные для связи электрических сетей;
- трансформаторы, предназначенные для питания потребителей и для связи с энергосистемой;
- шунтирующие реакторы, предназначенные для компенсации реактивной мощности линии электропередачи;

- выключатели. Являются важнейшими коммутационными аппаратами. Предназначены для включения, отключения и повторного включения электрических аппаратов;

- разъединители наружной установки, предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей при их наличии;

- измерительные трансформаторы, предназначенные для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения и для питания электрических измерительных приборов и устройств РЗА в сетях переменного тока частотой 50 Гц;

- разрядники, предназначенные для защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций.

Анализ остаточного ресурса проводится на основании только сроков эксплуатации, без числа коммутационных операций выключения и включения в рабочих и аварийных режимах.

Расчет остаточного ресурса производится по формуле:

$$T_{ост} = \frac{T_{пасп} - T_{срсл}}{T_{пасп}}, \quad (1)$$

где $T_{пасп}$ - срок службы установленный заводом изготовителем.

$T_{срсл}$ - срок службы (эксплуатации) оборудования, определяемый с момента ввода оборудования в эксплуатацию, либо от момента последнего капитального ремонта оборудования.

При расчетах остаточного ресурса оборудования были приняты следующие нормативные (паспортные) сроки службы $T_{пасп}$:

Таблица 1 - Нормативные (паспортные) сроки службы оборудования

| Вид оборудования | Паспортный срок службы $T_{пасп}$, год |
|---|---|
| Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители. | 25 |
| Выключатели | 20 |
| Разрядники | 15 |

Таблица 2 - Анализ остаточного ресурса основного оборудования

| Вид оборудования | Ввод в эксплуатацию, год | Остаточный ресурс, % |
|---|--------------------------|----------------------|
| Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители. | 1980 | 0 (выработан) |
| Выключатели | 1980 | -0,25 (выработан) |
| Разрядники | 1980 | -0,667 (выработан) |

1.1.3 Обоснование целесообразности реконструкции ОРУ – 35 кВ и ЗРУ.

Требования, предъявляемые к выключателям, заключаются в следующем:

- надежность в работе и безопасность для окружающих;
- малое время отключения;
- по возможности малые габариты и масса;
- простота монтажа;
- бесшумность работы;
- сравнительно невысокая стоимость.

Применяемые в настоящее время выключатели в большей или меньшей степени отвечают вышеперечисленным требованиям. Требование надежности являются одним из важнейших требований, поскольку от надежности работы оборудования зависит надежность работы энергосистемы, следовательно и надежность электроснабжения потребителей. На данный момент выключатели установленные на подстанции не в полной мере отвечают этому требованию. Основываясь на анализе остаточного ресурса оборудования, проведенного в разделе 1, можно с полной уверенностью утверждать, что выключатели ОРУ –

35 кВ, и ЗРУ выработали свой технический срок и морально устарели. Заводы изготовители перешли на выпуск более современных типов выключателей, координально превосходящих по всем параметрам баковые масляные выключатели. При этом заводы практически перестали выпускать комплекты запасных частей для всех видов ремонтов, что резко снижает, как надежность эксплуатируемого оборудования, так и увеличивает материальные затраты на ремонт и восстановление элементов оборудования.

На основании таблицы 2 можно сделать вывод, что необходимо произвести реконструкцию ОРУ – 35 кВ и ЗРУ.

1.2 Перепроверка токов короткого замыкания на 2010 год для подстанции «Новопетровка»

1.2.1 Основные положения

Проводники и аппараты, в том числе и распределительных устройств подстанций, должны удовлетворять расчётным условиям их работы при различных режимах функционирования электроустановок. Правильное определение расчётных условий на основе анализа возможных в эксплуатации режимов функционирования электроустановок с учётом перспективы их развития является необходимой предпосылкой правильного выбора проводников и аппаратов.

Под расчётными условиями в общем случае понимаются наиболее тяжёлые условия, в которых может оказаться аппарат или проводник при различных режимах функционирования электроустановки.

Различают четыре режима работы электроустановок: нормальный, ремонтный, аварийный и послеаварийный. Первый, второй и четвёртый режимы – это длительные режимы. Причём нормальный режим наиболее длительный. Третий режим – кратковременный.

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в расчётный момент времени (к моменту начала

расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

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

- ударный ток КЗ.

«Расчёт токов короткого замыкания изложен в /3/».

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока КЗ.

Расчетный ток КЗ определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного КЗ; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного КЗ; на отключающую способность выключателей – по току трехфазного КЗ, а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного КЗ.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

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

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение X/R более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ – T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

1.2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

В начале расчётов токов КЗ составляется расчётная схема – однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и поэтому должны учитываться при выполнении расчётов. Расчётная схема установки должна отражать нормальный режим работы. На расчётной схеме намечают расчётные точки КЗ – так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжёлые условия работы.

По расчётной схеме составляют схему замещения, заменяя электромагнитные связи электрическими. Источники вводят в схему замещения как ЭДС и сопротивления, остальные элементы – как сопротивления. В установках напряжением свыше 1000 В расчёт токов КЗ принято все сопротивления короткозамкнутой цепи приводить к базисным условиям и выражать в относительных единицах.

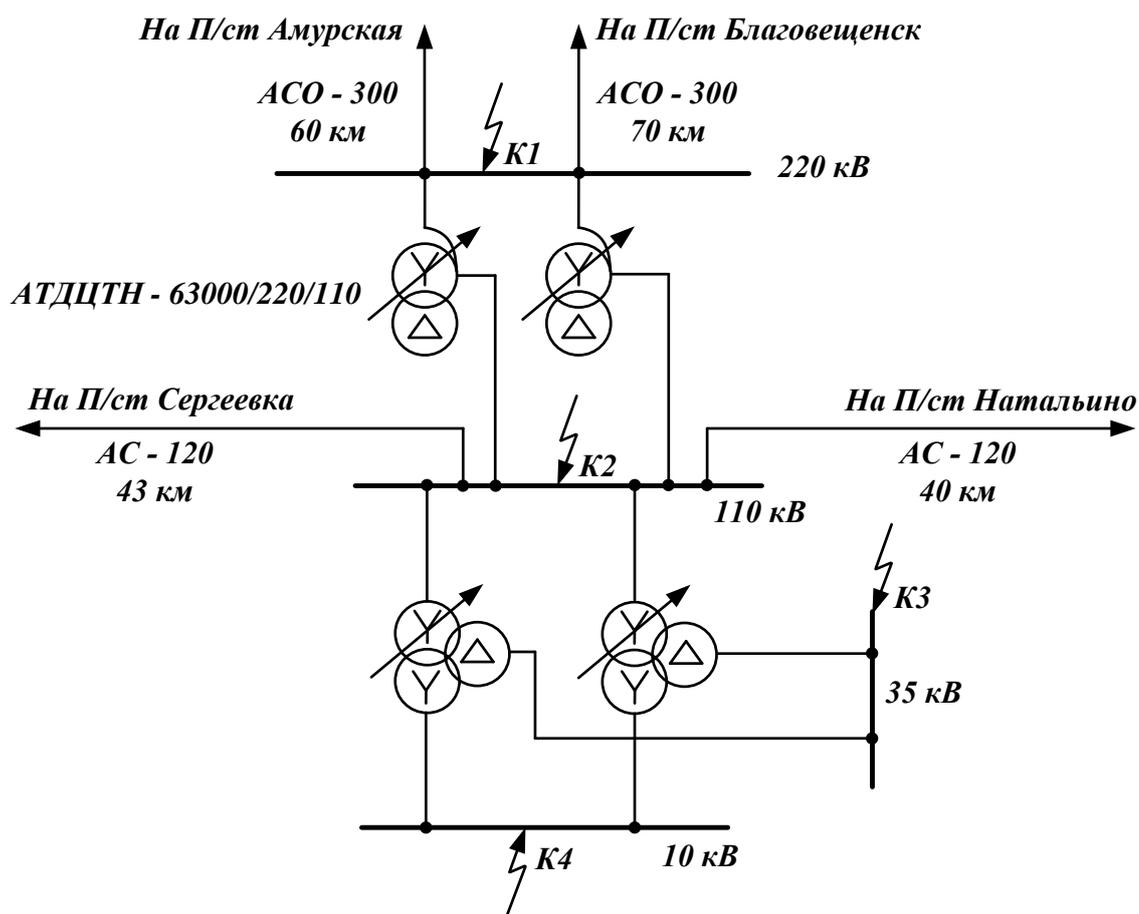


Рисунок 1 – Исходная схема сети

Расчёт токов короткого замыкания выполняем на основании технических данных ОАО «Амурэнерго»

Исходные данные:

По данным ОАО «Амурэнерго» ток КЗ на шинах со стороны питания равен:

ОРУ-220 кВ - п/ст «Амурская»: $I_{К.З.}^{(3)} = 2,8$ кА, $I_{К.З.}^{(1)} = 1,4$ кА;

ОРУ-220 кВ - п/ст «Благовещенск»: $I_{К.З.}^{(3)} = 2,2$ кА, $I_{К.З.}^{(1)} = 1,8$ кА;

ОРУ-110 кВ - п/ст «Натальино»: $I_{К.З.}^{(3)} = 0,7$ кА, $I_{К.З.}^{(1)} = 0,5$ кА;

ОРУ-110 кВ - п/ст «Сергеевка»: $I_{К.З.}^{(3)} = 1$ кА, $I_{К.З.}^{(1)} = 0,5$ кА.

Ток КЗ на шинах п/ст «Новопетровка»:

Шины 220 кВ - $I_{К.З.}^{(3)} = 5,6$ кА, $I_{К.З.}^{(1)} = 4,7$ кА;

Шины 110 кВ - $I_{К.З.}^{(3)} = 5$ кА, $I_{К.З.}^{(1)} = 5,3$ кА.

По этой схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (автотрансформатор, линия, система) составляем схему замещения.

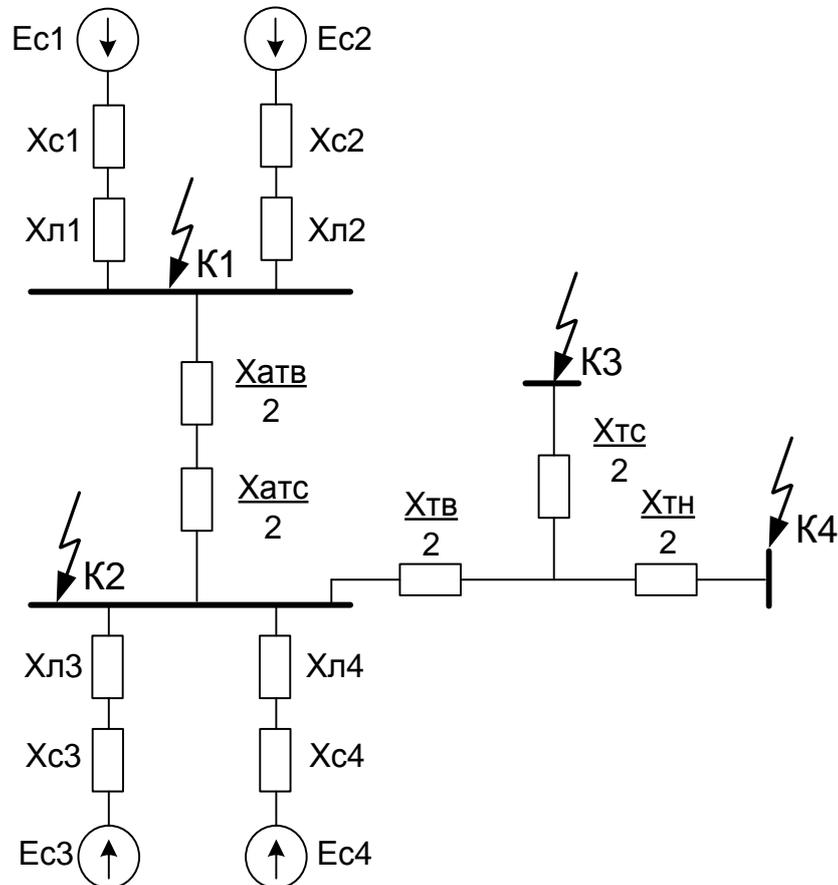


Рисунок 2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформатора:

- автотрансформатора связи (АТС) номинальной мощностью $S_{Т. ном} = 63$ МВА: $U_{КВ-С} = 11\%$; $U_{КВ-Н} = 35\%$; $U_{КС-Н} = 22\%$;

Сопротивления для автотрансформатора связи (АТС) марки АТДЦТН-63000/220/110 определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$\begin{aligned}
X_{AT.B} &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}) \cdot \frac{S_6}{S_{AT.HOM}} = \\
&= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (35 + 11 - 22) \cdot \frac{100}{63} = 0,095 \text{ о.е.}
\end{aligned} \tag{2}$$

где S_6 – базисная мощность, МВА (принимаяем $S_6 = 100$);

$$\begin{aligned}
X_{AT.C} &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) \cdot \frac{S_6}{S_{AT.HOM}} = \\
&= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (11 + 22 - 35) \cdot \frac{100}{63} = 0 \text{ о.е.}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
X_{AT.H} &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) \cdot \frac{S_6}{S_{AT.HOM}} = \\
&= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (35 + 22 - 11) \cdot \frac{100}{63} = 0,183 \text{ о.е.}
\end{aligned}$$

- трансформатор номинальной мощностью $S_{T.HOM} = 6,3$ МВА:
 $U_{KB-C} = 10,5$ %; $U_{KB-H} = 17$ %; $U_{KC-H} = 6$ %;

Сопротивления для трансформатора марки ТМТН-6300/110/35/10 также определяются по формуле 2 (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$\begin{aligned}
X_{TB} &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}) \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}} = \\
&= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (17 + 10,5 - 6) \cdot \frac{100}{6,3} = 0,853 \text{ о.е.}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
X_{T.C} &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}} = \\
&= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (10,5 + 6 - 17) \cdot \frac{100}{6,3} = 0 \text{ о.е.}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X_{Т.Н} &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}) \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} = \\
 &= \frac{1}{2} \cdot 0,005 (17 + 6 - 10,5) \cdot \frac{100}{6,3} = 0,496 \text{ о.е.}
 \end{aligned}$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$)

Общее сопротивление можно определить по формуле (в именованных единицах):

Общее сопротивление от п/ст Новопетровка до п/ст Амурская:

$$X_{\text{общ1}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ1}}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 2,8} = 45,363 \text{ Ом}, \quad (3)$$

где $I_{\text{КЗ1}}$ - ток трехфазного КЗ на шинах 220 кВ со стороны питания ПС Амурская.

Общее сопротивление от ПС Новопетровка до ПС Благовещенск:

$$X_{\text{общ2}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ2}}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 2,2} = 57,735 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление от ПС Новопетровка до ПС Натальино:

$$X_{\text{общ3}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ3}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 0,7} = 90,726 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление от ПС Новопетровка до ПС Сергеевка:

$$X_{\text{общ4}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ4}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 1} = 63,509 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление системы (в именованных единицах):

$$X_{c1(и.е.)} = X_{общ1} - X_{л1(и.е.)} = 45,363 - 36,5 = 8,863 \quad Ом, \quad (4)$$

где $X_{л1(и.е.)}$ - сопротивление линии со стороны питания п/ст Амурская в именованных единицах.

$$X_{c2(и.е.)} = X_{общ2} - X_{л2(и.е.)} = 57,735 - 23,6 = 34,135 \quad Ом$$

$$X_{c3(и.е.)} = X_{общ3} - X_{л3(и.е.)} = 90,726 - 10,7 = 80,026 \quad Ом$$

$$X_{c4(и.е.)} = X_{общ4} - X_{л4(и.е.)} = 63,509 - 17 = 46,509 \quad Ом$$

Определим сопротивление системы и линии в относительных единицах:

$$X_{л1} = X_{л1(и.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 36,6 \cdot \left(\frac{100}{220^2} \right) = 0,075 \quad о.е. \quad (5)$$

$$X_{л2} = X_{л2(и.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 23,6 \cdot \left(\frac{100}{220^2} \right) = 0,049 \quad о.е.$$

$$X_{л3} = X_{л3(и.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 10,7 \cdot \left(\frac{100}{110^2} \right) = 0,088 \quad о.е.$$

$$X_{л4} = X_{л4(и.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 17 \cdot \left(\frac{100}{110^2} \right) = 0,14 \quad о.е.$$

$$X_{c1} = X_{c1(и.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 8,863 \cdot \left(\frac{100}{220^2} \right) = 0,018 \quad о.е.$$

$$X_{c2} = X_{c2(и.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 34,135 \cdot \left(\frac{100}{220^2} \right) = 0,071 \quad о.е.$$

$$X_{c3} = X_{c3(н.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 80,026 \cdot \left(\frac{100}{110^2} \right) = 0,661 \text{ о.е.}$$

$$X_{c4} = X_{c4(н.е.)} \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} \right) = 46,509 \cdot \left(\frac{100}{110^2} \right) = 0,384 \text{ о.е.}$$

1.2.3 Расчёт токов трёхфазного КЗ

Определение начального значения периодической составляющей трёхфазного тока КЗ

$$I_{П.0к}^{(3)} = \frac{E}{X_{кв}} \cdot I_{б.к}, \quad (6)$$

где E - ЭДС источника, отн.ед.;

$X_{кв}$ - результирующее относительное сопротивление цепи КЗ, приведенное к базовым условиям;

$I_{б.к}$ - базисный ток КЗ.

Ударный ток определяется как:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П.0к}^{(3)} \quad (7)$$

где k_{y0} – ударный коэффициент /3/.

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –1 (шины 220 кВ):

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} = 0,018 + 0,075 = 0,094 \text{ о.е.}; \quad (8)$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} = 0,071 + 0,049 = 0,119 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{c3} + X_{л4} = 0,661 + 0,088 = 0,75 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_{c4} + X_{л4} = 0,384 + 0,14 = 0,525 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} + X_{AT.C} + X_{AT.B} = 0,396 \text{ o.e.}; \quad (9)$$

$$X_6 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,052 \text{ o.e.};$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = 0,046 \text{ o.e.};$$

$$I_{\text{н0(K-1)}}^{(3)} = \frac{E_C}{X_7} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = \frac{1}{0,046} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 5,416 \text{ кА}. \quad (10)$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К–2 (шины 110 кВ):

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} = 0,018 + 0,075 = 0,094 \text{ o.e.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} = 0,071 + 0,049 = 0,119 \text{ o.e.};$$

$$X_3 = X_{C3} + X_{Л4} = 0,661 + 0,088 = 0,75 \text{ o.e.};$$

$$X_4 = X_{C4} + X_{Л4} = 0,384 + 0,14 = 0,525 \text{ o.e.};$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_{AT.B} + X_{AT.C} = 0,014 \text{ o.e.};$$

$$X_6 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 0,309 \text{ o.e.};$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = 0,096 \text{ o.e.};$$

$$I_{\text{н0(K-2)}}^{(3)} = \frac{E_C}{X_7} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = \frac{1}{0,096} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,218 \text{ кА}.$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К–3 (шины 35 кВ):

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} = 0,018 + 0,075 = 0,094 \text{ o.e.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} = 0,071 + 0,049 = 0,119 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{C3} + X_{Л4} = 0,661 + 0,088 = 0,75 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_{C4} + X_{Л4} = 0,384 + 0,14 = 0,525 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_{AT.B} + X_{AT.C} = 0,14 \text{ о.е.};$$

$$X_6 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 0,309 \text{ о.е.};$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} + X_{T.B} + X_{T.C} = 0,949 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{пО(К-3)}}^{(3)} = \frac{E_C}{X_7} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = \frac{1}{0,949} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,644 \text{ кА.}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К – 4 (шины 10 кВ):

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} = 0,018 + 0,075 = 0,094 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} = 0,071 + 0,049 = 0,119 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{C3} + X_{Л4} = 0,661 + 0,088 = 0,75 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_{C4} + X_{Л4} = 0,384 + 0,14 = 0,525 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_{AT.B} + X_{AT.C} = 0,14 \text{ о.е.};$$

$$X_6 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 0,309 \text{ о.е.};$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} + X_{T.B} + X_{T.H} = 1,445 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{пО(К-4)}}^{(3)} = \frac{E_C}{X_7} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = \frac{1}{1,445} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,804 \text{ кА.}$$

1.2.4 Расчет токов двухфазного КЗ

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-1 (шины 220 кВ):

$$I_{\text{пО(К-1)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-1)}}^{(3)} = 4,69 \text{ кА.} \quad (11)$$

Для остальных точек ток двухфазного КЗ определяется аналогично.

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-2 (шины 110 кВ):

$$I_{\text{пО(К-2)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-2)}}^{(3)} = 4,519 \text{ кА.}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-3 (шины 35 кВ):

$$I_{\text{пО(К-3)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-3)}}^{(3)} = 1,424 \text{ кА.}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-4 (шины 10 кВ):

$$I_{\text{пО(К-4)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-4)}}^{(3)} = 3,294 \text{ кА.}$$

1.2.5 Расчет токов однофазного КЗ

Для определения однофазного КЗ необходимо знать мощность КЗ на шинах 220 и 110 кВ:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot I_{K31} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot 1,4 \cdot 220 = 533,472 \text{ кВА} \quad (12)$$

где I_{K31} - ток однофазного КЗ на шинах 220 кВ со стороны питания ПС Амурская.

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot I_{K31} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot 1,8 \cdot 220 = 685,892 \text{ кВА}$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot I_{K31} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 110 = 95,263 \text{ кВА}$$

$$S_{K34} = \sqrt{3} \cdot I_{K31} \cdot U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 110 = 95,263 \text{ кВА}$$

Определим сопротивление от ПС Новопетровка до ПС Амурская (в о.е.)

$$X_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_{K31}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{100}{533,472} \cdot \frac{100}{220^2} = 0,0004 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{S_{\sigma}}{S_{K32}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{100}{685,892} \cdot \frac{100}{220^2} = 0,0003 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{S_{\sigma}}{S_{K33}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{100}{95,263} \cdot \frac{100}{110^2} = 0,0086 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = \frac{S_{\sigma}}{S_{K34}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{100}{95,263} \cdot \frac{100}{110^2} = 0,0086 \text{ о.е.}$$

Определим ток однофазного КЗ в точке К –1 (шины 220 кВ):

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} + X_{AT.C} + X_{AT.B} = 0,1$$

$$X_6 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,0002$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = 0,0002$$

Действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ определяем по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E}{X_{1рез.к} + X_{2рез.к} + X_{0рез.к}} \cdot I_{б.к}, \quad (13)$$

где X_1 - результирующее сопротивление прямой последовательности;

X_2 - результирующее сопротивление обратной последовательности;

X_0 - результирующее сопротивление нулевой последовательности.

Для тех элементов цепи, у которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, индуктивное, активное и полное сопротивление прямой и обратной последовательности одинаковы. К таким элементам относятся воздушные линии, трансформаторы.

$$X_{1рез.к} = X_{2рез.к}. \quad (14)$$

Для определения $X_{0рез.к}$ составляем и преобразуем схему нулевой последовательности.

Сворачивая схему к точке К - 1, получаем $X_{0рез.к} = 0,0002$.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле (13):

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,046 + 0,046 + 0,0002} \cdot 0,251 = 4,555 \text{ кА.}$$

Определим ток однофазного КЗ в точке К - 2 (шины 110 кВ):

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_{AT.B} + X_{AT.C} = 0,095$$

$$X_6 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 0,0043$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = 0,0041$$

По формуле (13) определим действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ;

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,096 + 0,096 + 0,0041} \cdot 0,502 = 4,982 \text{ кА.}$$

1.2.6 Расчет рабочих токов

Расчет рабочих токов будем определять по формуле:

$$I_P = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}}. \quad (14)$$

$$\text{Шины 220 кВ} \quad I_P = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,158 \text{ кА};$$

$$\text{Шины 110 кВ} \quad I_P = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,301 \text{ кА};$$

$$\text{Шины 35 кВ} \quad I_P = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,094 \text{ кА};$$

$$\text{Шины 10 кВ} \quad I_P = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,346 \text{ кА.}$$

Таблица 3 – Результаты расчета токов

| | I_P , А | $I^{(3)}_{\kappa}$, кА | $I^{(2)}_{\kappa}$, кА | $I^{(1)}_{\kappa}$, кА |
|-------------|-----------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Шины 220 кВ | 158 | 5,416 | 4,69 | 4,555 |
| Шины 110 кВ | 301 | 5,218 | 4,519 | 4,982 |
| Шины 35 кВ | 94 | 1,644 | 1,424 | - |
| Шины 10 кВ | 346 | 3,804 | 3,294 | - |

Полученные в результате расчетов токи практически совпадают с токами полученными в ОАО «Амурэнерго»

1.3 Выбор электрических аппаратов

1.3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежность в течение всего срока службы
- простота монтажа, эксплуатации и технического обслуживания
- безопасность персонала
- высокочувствительная дуговая защита двойного действия
- широкий диапазон параметров

1.3.2 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатели – это аппараты, предназначенные для отключения и включения цепей при любых режимах работы электроустановок. К выключателям высокого напряжения относят выключатели с номинальным напряжением более 1000 В. Одним из самых современных типов высоковольтных выключателей являются элегазовые, несмотря на то что, первые элегазовые выключатели были разработаны лет 30-35 назад. Со временем их конструкция дорабатывалась и улучшалась, и в настоящее время, это компактный удобный модуль с высокими электротехническими характеристиками. В элегазовых выключателях дугогасящей средой является элегаз (шестифтористая сера) SF₆. Элегаз по сравнению с воздухом имеет в пять раз большую плотность и в 2-3 раза большую электрическую прочность. Элегаз обладает способностью интенсивно поглощать электроны из дугового

столба и образовывать малоподвижные отрицательные ионы, что способствует эффективной деионизации дугового промежутка.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность по фазного (по полюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

1.3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей ОРУ – 220 кВ

Производим выбор выключателей по параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (15)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (16)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,158 \text{ кА}. \quad (17)$$

Проверяем по отключающей способности

$$I_{н0} \leq I_{откл ном}. \quad (18)$$

На шинах РУВН 220 кВ выбираем выключатель типа ВГБУ- 220 - 40/2000 УХЛ1 (выключатель элегазовый баковый состоит из трех полюсов с общим приводом. Полюса крепятся на металлической раме. Полюс выключателя

представляет собой герметичный резервуар, выполненный из алюминия, в котором размещено одноразрывное автокомпрессионное дугогасительное устройство. На патрубки резервуара выключателя установлены трансформаторы тока. Внутренние полости выключателя и трансформатора тока заполнены элегазом, служащим изоляционной и дугогасительной средой. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для исполнения УХЛ1 минус 60°C, верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха 40°C.).

При этом произвожу следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$W_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,416^2 \cdot (0,037 + 0,03) = 1,965 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (19)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с из /13/ .

$$I_{n.0} = 5,416 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{отк} = t_{pz} + t_{ов} = 0,037 \text{ с}, \quad (20)$$

где t_{pz} – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 45}{100} = 29,9 \text{ кА}, \quad (21)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 5,416 \cdot e^{-\frac{0.01}{0.03}} = 5,488 \text{ кА}. \quad (22)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (23)$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| $U_n = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |
| $I_n = 2000 \text{ А}$ | $I_{p\max} = 158 \text{ А}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$ | $I_{y\delta} = 13,149 \text{ кА}$ | $I_{y\delta} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$ | $B_k = 1,965 \text{ кА}^2 \text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{no} = 5,416 \text{ кА}$ | $I_{no} \leq I_{вкл}$ |
| $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{no} = 5,416 \text{ кА}$ | $I_{no} \leq I_{откл.ном}$ |
| $I_{a.ном} = 29,9 \text{ кА}$ | $I_{a\tau} = 5,488 \text{ кА}$ | $I_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$ |

По данным сравнения выберем тип выключателей ВГБУ – 220 - 40/2000 УХЛ1.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| $U_n = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |
| $I_n = 2000 \text{ А}$ | $I_{p.max} = 158 \text{ А}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 13,149 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 1,965 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

По данным сравнения выбираем тип разъединителей РГН – 220/2000УХЛ1.

Разъединитель РГН – 220.П/2000УХЛ1 горизонтально-поворотного типа с номинальным уровнем изоляции по ГОСТ 1516.3. Разъединитель выполнен в виде отдельных полюсов, представляющих собой двухколонковые аппараты с разворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости.

1.3.2.2 Выбор выключателей и разъединителей ОРУ – 110 кВ

Производим выбор выключателей.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,331 \text{ кА}. \quad (24)$$

На шинах 110 кВ выбираем выключатель типа ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1(выключатель элегазовый, баковый. По конструкции аналогичен выключателю ВГБУ - 220).

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 5,218^2 \cdot (0.035 + 0.02) = 1,824 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (25)$$

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|------------------------|------------------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_n = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |

| 1 | 2 | 3 |
|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------|
| $I_n = 2000 \text{ A}$ | $I_{p,max} = 331 \text{ A}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{np.ckв} = 102 \text{ кА}$ | $I_{yд} = 11,854 \text{ кА}$ | $I_{yд} \leq i_{ckв}$ |
| $B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 1,824 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{но} = 5,218 \text{ кА}$ | $I_{но} \leq I_{вкл}$ |
| $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{но} = 5,218 \text{ кА}$ | $I_{но} \leq I_{откл.ном}$ |

По данным сравнения выбираем тип выключателей ВГБУ –110-40/2000 УХЛ1.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

Таблица 7 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| $U_n = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |
| $I_n = 2000 \text{ A}$ | $I_{p,max} = 331 \text{ A}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{yд} = 11,854 \text{ кА}$ | $I_{yд} \leq i_{ckв}$ |
| $B_k = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 1,824 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

По данным сравнения выбираем тип разъединителей РГН –110/1000 УХЛ1.

Разъединитель РГН – 110/2000УХЛ1 горизонтально-поворотного типа с номинальным уровнем изоляции по ГОСТ 1516.3.

1.3.2.3 Выбор выключателей и разъединителей ОРУ – 35 кВ

Производим выбор выключателей:

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,104 \text{ кА}. \quad (26)$$

На шинах 35 кВ выбираю выключатель типа ВГБ-35-12,5/630УХЛ1 (выключатель элегазовый, баковый серии ВГБ-35 предназначен для эксплуатации в электрических сетях переменного тока частотой 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для исполнения УХЛ1 минус 60°C, верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха 40°C. Выключатель представляет собой комплексный аппарат, состоящий из собственно выключателя, встроенных трансформаторов тока и привода).

Расчетное значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 1,644^2 \cdot (0,065 + 0,06) = 0,338 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (27)$$

Таблица 8 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------|
| $U_n = 35 \text{ кВ}$ | $U_p = 35 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |
| $I_n = 630 \text{ А}$ | $I_{р.мах} = 104 \text{ А}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{пр.скв} = 32 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 4,294 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 0,338 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{но} = 1,644 \text{ кА}$ | $I_{но} \leq I_{вкл}$ |
| $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{но} = 1,644 \text{ кА}$ | $I_{но} \leq I_{откл.ном}$ |

По данным сравнения выбираем тип выключателей ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

Таблица 9 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------|-----------------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_n = 35 \text{ кВ}$ | $U_p = 35 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |

| 1 | 2 | 3 |
|-------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| $I_n = 1000 \text{ A}$ | $I_{p.max} = 104 \text{ A}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{дин} = 80 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 4,294 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 585,65 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 0,338 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

По данным сравнения выбираем тип разъединителей РГ–35/1000 УХЛ1. Разъединителей РГ – 35/1000 УХЛ1 горизонтально-поворотного типа с полимерной изоляцией по ГОСТ 1516.3

1.3.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

1.3.3.1 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ-220 кВ

Баковые выключатели, по желанию заказчика, оснащаются встроенными трансформаторами тока, причем ТТ могут быть расположены по обеим сторонам прерывателя. ТТ расположены на поверхности с потенциалом земли, просты в обслуживании. Выключатели ВБГУ заказываем с встроенными трансформаторами тока, типа ТВ-220 для исполнения ХЛ (от минус 60 °С до + 45 °С). Трансформаторы тока типа ТВ, с элегазовой изоляцией, взрывопожаробезопасен (элегаз не горит и не поддерживает горения), герметичен, не требует постоянного обслуживания в течении всего срока службы. Для исполнения ХЛ, в качестве изоляции используется элегаз.

На ОРУ-220 кВ устанавливаем измерительные трансформаторы тока типа ТВ-220 УХЛ1.

На стороне 220 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме: на ОРУ - измерение напряжения, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, технический учет активной электроэнергии на линиях, на стороне автотрансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Для определения $S_{приб}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ. Перечень по измерительным приборам и данные по измерительным приборам, приводятся в /8/.

Таблица 10 – Приборы, подключаемые к ТВ-220 УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|-----------------|---------|---------------|
| Амперметр | Э-335 М | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 М | 0,5 |
| Варметр | Д-345 М | 0,5 |
| Счётчик энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

$$r_{приб} = \frac{5,1}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.} \quad (28)$$

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,47 \text{ Ом,} \quad (29)$$

где $l_{расч} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 220 кВ; так как $U = 220$ кВ, то во вторичных цепях применяем алюминиевые провода с $\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для алюминия;

$q_{пр}$ – сечение проводов, по условию прочности принимаем $q_{пр} = 6 \text{ мм}^2$.

$$Z_{2p} = 0,2 + 0,47 + 0,1 = 0,77 \text{ Ом.} \quad (30)$$

Таблица 11 – Проверка ТТ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--|--------------------------------------|--------------------------------|
| $U_{ном.уст} = 220$ кВ | $U_{ном.ТТ} = 220$ кВ | $U_{ном.ТТ} \geq U_{ном.уст.}$ |
| $I_{раб.мах} = 158$ А | $I_{1ном} = 600$ А | $I_{ном.1} \geq I_{ном.уст.}$ |
| | $I_{2ном} = 5$ А | |
| $i_{уд.} = 13,149$ кА | $I_{дин} = 80$ кА | $I_{дин.макс} \geq i_{уд.}$ |
| $Z_{2p} = 0,77$ Ом | $Z_{2ном} = 0,8$ Ом | $Z_{2ном} \geq Z_{2p}$ |
| $B_{к.ном} = 1,956$ кА ² ·с | $B_{к.ТТ} = 1200$ кА ² ·с | $B_{к.ТТ} \geq B_{к.ном}$ |

Выбранные трансформаторы тока подходят по всем условиям.

1.3.3.2 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ-110 кВ

На стороне 110 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение напряжения, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, коммерческий учет активной электроэнергии на линиях.

На стороне автотрансформатора – измерение тока в одной из фаз.

На ОРУ-110 кВ устанавливаем измерительные трансформаторы тока типа ТВ-110 УХЛ1.

Для определения $S_{приб}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ. Перечень по измерительным приборам и данные по измерительным приборам приводятся в /8/.

Таблица 12 – Приборы, подключаемые к ТВ-110 УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|-----------------|---------|---------------|
| Амперметр | Э-335 М | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 М | 0,5 |
| Варметр | Д-345 М | 0,5 |
| Счётчик энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

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

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 70}{4} = 0,5 \text{ Ом},$$

где $l_{расч} = 70$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ,

$q_{пр}$ – сечение проводов, по условию прочности принимаем $q_{пр} = 4 \text{ мм}^2$.

$$Z_{2p} = 0,2 + 0,5 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Таблица 13 – Проверка ТТ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--|--------------------------------------|--------------------------------|
| $U_{ном.уст} = 110$ кВ | $U_{ном.ТТ} = 110$ кВ | $U_{ном.ТТ} \geq U_{ном.уст.}$ |
| $I_{раб.мах} = 301$ А | $I_{1ном} = 750$ А | $I_{ном.1} \geq I_{ном.уст.}$ |
| | $I_{2ном} = 5$ А | |
| $i_{уд.} = 11,854$ кА | $I_{дин} = 80$ кА | $I_{дин.макс} \geq i_{уд.}$ |
| $Z_{2р} = 0,8$ Ом | $Z_{2ном} = 1,2$ Ом | $Z_{2ном} \geq Z_{2р}$ |
| $B_{к.ном} = 1,824$ кА ² ·с | $B_{к.ТТ} = 1200$ кА ² ·с | $B_{к.ТТ} \geq B_{к.ном}$ |

Выбранные трансформаторы тока подходят по всем условиям.

1.3.3.3 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ-35 кВ

На стороне 35 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение напряжения, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, коммерческий учет активной электроэнергии на линиях.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

На ОРУ-35 кВ устанавливаем ТТ типа ТВ -35 УХЛ1 /9/.

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

Таблица 14 – Приборы, подключаемые к ТВ -35 УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|-----------------|---------|---------------|
| Амперметр | Э-335 М | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 М | 0,5 |
| Варметр | Д-345 М | 0,5 |
| Счётчик энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

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

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 34}{4} = 0,241 \text{ Ом},$$

где $l_{расч} = 34 \text{ м}$ – расчётная длина провода для РУ 35 кВ,

q_{np} – сечение проводов, по условию прочности принимаем $q_{np} = 4 \text{ мм}^2$.

$$Z_{2p} = 0,2 + 0,241 + 0,1 = 0,741 \text{ Ом};$$

$$B_{к.ном} = I_{П.0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_a) = 1,644^2 \cdot (0,065 + 0,06) = 0,338 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 15 – Проверка ТТ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--|--|--------------------------------|
| $U_{ном.уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном.ТТ} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном.ТТ} \geq U_{ном.уст.}$ |
| $I_{раб.мах} = 94 \text{ А}$ | $I_{1ном} = 900 \text{ А}$ | $I_{ном.1} \geq I_{ном.уст.}$ |
| | $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ | |
| $i_{уд.} = 3,245 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 80 \text{ кА}$ | $I_{дин.макс} \geq i_{уд.}$ |
| $Z_{2p} = 0,741 \text{ Ом}$ | $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ | $Z_{2ном} \geq Z_{2p}$ |
| $B_{к.ном} = 0,338 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к.ТТ} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к.ТТ} \geq B_{к.ном}$ |

Выбранные трансформаторы тока подходят по всем условиям.

1.3.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения – это аппараты для преобразования напряжения первичных цепей в стандартные для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики напряжения (100 В или $100/\sqrt{3}$ В). Нормально трансформаторы напряжения работают в режиме, близком к режиму холостого хода вторичной обмотки. Измерительные трансформаторы напряжения выбирают:

- по номинальному напряжению

$$U_{ном.ТТ} \geq U_{ном.уст.}; \tag{31}$$

- по нагрузке во вторичных цепях

$$S_{ном.2} \geq S_{2p}; \quad (32)$$

- по классу точности;
- по схеме соединения обмоток.

1.3.4.1 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ-220 кВ

До недавнего времени, при выборе трансформаторов напряжения, преимуществом обладали емкостные ТН из-за устойчивости к феррорезонансным явлениям. Однако после внедрения в эксплуатацию антирезонансных индуктивных ТН серии НАМИ, это преимущество нивелировалось и при выборе трансформатора напряжения в расчёт берутся уже другие технические характеристики данного оборудования.

Одними из основных показателей качества в последнее время стали: стабильность класса точности, необходимая для коммерческого учёта электроэнергии; правильность передачи информации для релейной защиты в переходных процессах и соотношение стоимость/качество. По всем этим показателям индуктивные антирезонансные ТН серии НАМИ выгодно отличаются от ТН любых других серий.

На ОРУ-220 кВ устанавливаем трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 – антиферрорезонансный однофазный каскадный (двухступенчатый) трансформатор напряжения индуктивного типа. Каждая ступень ТН имеет по два магнитопровода и оснащены масляными затворами, защищающими внутреннюю изоляцию от увлажнения. Трансформатор и масляный затвор заполнены трансформаторным маслом марки ГК. «Технические характеристики ТН серии НАМИ-220 УХЛ1 приведены в приложении В» /10/.

Нагрузки приборов, присоединённых к ТН на шинах ОРУ-220 кВ.

Таблица 16 – Приборы подключаемые к НАМИ-220 УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|-----------------|---------|---------------|
| Вольтметр | Э-335 М | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 М | 0,5 |
| Варметр | Д-345 М | 0,5 |
| Счётчик энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \text{ А}, U_{2H} = 100/\sqrt{3} \text{ В.} \quad (33)$$

$$I_2 = \frac{5,1 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,088 \text{ А.}$$

$\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5 \%$ - допустимые потери напряжения в проводах, соединяющих ТН с приборами, значит наименьшее сечение провода находим по формуле:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{дон}} \cdot U_{2H}} \cdot 100\%, \quad (34)$$

$$q_{\min} = 0,0283 \cdot \frac{100 \cdot 0,088 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,86 \text{ мм}^2,$$

где l - длина кабеля соединяющего приборы с ТН, на ОРУ-220 кВ расчётная длина кабеля равна $l = 100$ м.

По условиям механической прочности, для соединения ТН с приборами выбираем кабель АКРВГ – 2,5 мм².

Таблица 17 – Условия выбора ТН

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|---------------------------------------|---------------------------------------|--|
| $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{1\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.ТН}} \geq U_{\text{ном.уст.}}$ |
| $S_{2p} = 5,1 \text{ В}\cdot\text{А}$ | Класс точности 0,2 | $S_{\text{ном.2}} \geq S_{2p}$ |
| | $S_{2H} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$ | |

Выбранные трансформаторы напряжения подходят по всем условиям.

1.3.4.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ-110 кВ

На ОРУ-110 кВ устанавливаем трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 – электромагнитный антиферрорезонансный однофазный не каскадный трансформатор напряжения индуктивного типа.

Определим нагрузки приборов, присоединённых к ТН установленных на шинах ОРУ-110 кВ.

Таблица 18 – Приборы подключаемые к НАМИ-110 УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|-----------------|---------|---------------|
| Вольтметр | Э-335 М | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 М | 0,5 |
| Варметр | Д-345 М | 0,5 |
| Счётчик энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

$$I_2 = \frac{5,1 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,088 \text{ А},$$

$$q_{\min} = 0,0283 \cdot \frac{75 \cdot 0,088 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,65 \text{ мм}^2,$$

где l - длина кабеля соединяющего приборы с ТН, на ОРУ-110 кВ расчётная длина кабеля равна $l = 75$ м.

Для соединения ТН с приборами выбираем кабель АКРВГ – 2,5 мм².

Таблица 19 – Условия выбора ТН

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--------------------|---------------------|--------------------------------|
| $U_{уст} = 110$ кВ | $U_{1ном} = 110$ кВ | $U_{ном.ТН} \geq U_{ном.уст.}$ |
| $S_{2р} = 5,1$ В·А | Класс точности 0,2 | $S_{ном.2} \geq S_{2р}$ |
| | $S_{2н} = 200$ В·А | |

Выбранные трансформаторы напряжения подходят по всем условиям.

1.3.4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ-35 кВ

На ОРУ-35 кВ устанавливаем трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 – антиферрорезонансный трёхфазный масляный трансформатор напряжения индуктивного типа.

Определим нагрузки приборов, присоединённых к ТН установленных на шинах ОРУ-35 кВ.

Таблица 20 – Приборы подключаемые к НАМИ-35 УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|-----------------|---------|---------------|
| Вольтметр | Э-335 М | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 М | 0,5 |
| Варметр | Д-345 М | 0,5 |
| Счётчик энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

$$I_2 = \frac{5,1 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,088 \text{ А},$$

$$q_{\min} = 0,0283 \cdot \frac{28 \cdot 0,088 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,24 \text{ мм}^2,$$

где l - длина кабеля соединяющего приборы с ТН, на ОРУ-35 кВ расчётная длина кабеля равна $l = 28$ м.

Для соединения ТН с приборами выбираем кабель АКРВГ – 2,5 мм².

Таблица 21 – Условия выбора ТН

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном.ТН} \geq U_{ном.уст.}$ |
| $S_{2p} = 5,1 \text{ В·А}$ | Класс точности 0,2 | $S_{ном.2} \geq S_{2p}$ |
| | $S_{2н} = 200 \text{ В·А}$ | |

Выбранные трансформаторы напряжения подходят по всем условиям.

1.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения

В настоящее время, в качестве устройств, используемых для ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений, применяют ОПН. ОПН – устройство, предназначенное для защиты от перенапряжений в электроустановках, электрических аппаратах и приборах во всём диапазоне рабочего напряжения в условиях эксплуатации. Их используют при строительстве новых электроустановок, а уже установленные на различных электроустановках вентильные разрядники повсеместно заменяют на ОПН.

Доля ОПН, в общем числе устройств для защиты от перенапряжений в электроустановках уже составляет значительную часть и постоянно растёт.

Принцип действия ОПН основан на применении элементов с нелинейной вольтамперной характеристикой. В качестве таких элементов используют металлооксидные резисторы, соединённые между собой либо последовательно, либо параллельно.

В качестве ограничителя перенапряжений на ОРУ-220 кВ, устанавливаем ОПН-220/200-10(I)УХЛ1, подключенные к соответствующим обмоткам автотрансформаторов, а также к шинам ОРУ-220 кВ. На ОРУ-110 кВ устанавливаем ОПН-110/100-10(I)УХЛ1 и на ОРУ-35 кВ устанавливаем ОПН-35/40,5-10(I)УХЛ1

Таблица 22 – Основные характеристики устанавливаемых ОПН

| Наименование параметра | ОПН-220 | ОПН-110 | ОПН-35 |
|--|---------|---------|--------|
| Номинальное напряжение, кВ | 220 | 110 | 35 |
| Остающиеся напряжения при импульсах тока 30/60 мкс, кВ | | | |
| - при токе 250 А | 491 | 246 | 96,7 |
| - при токе 500 А | 508 | 254 | 100 |
| - при токе 1000 А | 529 | 264 | 104 |
| - при токе 2000 А | 556 | 278 | 109 |
| Остающиеся напряжения при импульсах тока 8/20 мкс, кВ | | | |
| - при токе 3 кА | 580 | 290 | 114 |
| - при токе 5 кА | 617 | 301 | 121 |
| - при токе 10 кА | 685 | 342 | 135 |
| - при токе 20 кА | 771 | 385 | 151 |
| Остающиеся напряжения при импульсах тока 1/4 мкс, при токе 10 кА, кВ | 766 | 333 | 150,8 |
| Допустимые напряжения, кВ | | | |
| В течении 0,1 секунд | 300 | 150 | 60,7 |
| 1,0 секунд | 288 | 144 | 58,3 |
| 10 секунд | 274 | 137 | 55,5 |
| 60 секунд | 264 | 132 | 53,5 |
| 20 мин | 246 | 123 | 49,8 |
| 2 часа | 236 | 118 | 47,8 |
| Взрывобезопасность при токах К.З., кА | | | |
| 0,2 секунды | 20-40 | 20-40 | 20-40 |
| 2 секунды | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Длина пути утечки внешней изоляции, не более, мм | 5700 | 2800 | 1200 |

1.4 Выбор ошиновки

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В открытой части подстанции (РУ 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ) применяем провода АС. При этом в ОРУ 220 и 110 кВ соединение между выключателями и трансформаторами тока над дорогой выполняем алюминиевыми трубами.

Выбор токоведущих частей

Проверка ошиновки производится:

- по длительно допустимому току из условий нагрева,
- на термическую стойкость токам К.З.,
- на электродинамическое действие тока К.З.,
- при напряжении 35 кВ и выше, сечение шин проверяют по условиям коронирования.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон.}}, \quad (35)$$

$$I_{\max} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S_{\text{макс}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (36)$$

Проверка сечения провода по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (37)$$

где C – функция для сталеалюминевых проводов равная $C = 91 \text{ (А} \cdot \text{с}^{0,5})/\text{мм}^2$.

Так как на ОРУ-220, 110 и 35 кВ $I_k^{(3)} \leq 20 \text{ кА}$, то на электродинамическое действие токов К.З. ошиновка не проверяется.

Проверка на корону производится следующим образом.

Начальная напряжённость электрического поля определяется по формуле:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (38)$$

$$1.07E < 0.9E_0,$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 – радиус провода.

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (39)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз
(при горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1.26 \cdot D$)

1.4.1 Выбор ошиновки на ОРУ-220 кВ

На ОРУ-220 кВ ошиновку выполним сталеалюминевым проводом марки АС-500/64. Проведём проверку этого провода по условиям выбора токоведущих частей распределительных устройств.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 111 \text{ А.}$$

Проверка сечения провода по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1,956 \cdot 10^6}}{91} = 15,369 \leq 330 \text{ мм}^2.$$

Проверка на корону:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{10,3}} \right) = 27,16 \text{ кВ/см,}$$

$$E_0 \cdot 0,9 = 24,44 \text{ кВ/см},$$

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

$$r_0 = 10,3 \text{ см} – \text{радиус провода.}$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{10,3 \cdot \lg \frac{504}{10,3}} = 0,154 \text{ кВ/см},$$

$$E \cdot 1,07 = 0,165 \text{ кВ/см},$$

где $D_{cp} = 504 \text{ см}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

Таблица 23 – Проверка ошиновки ОРУ-220 кВ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|
| $I_{\max} = 111 \text{ А}$ | $I_{\text{дл. доп}} = 945 \text{ А}$ | $I_{\max} \leq I_{\text{доп.}}$ |
| $q_{\min} = 15,369 \text{ мм}^2$ | $q_{np} = 330 \text{ мм}^2$ | $q_{\min} \leq q_{np}$ |
| $1,07 \cdot E = 0,165 \text{ кВ/см}$ | $0,9 \cdot E_0 = 24,44 \text{ кВ/см}$ | $1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0$ |

Ошиновка ОРУ-220 кВ проходит по условиям выбора.

1.4.2 Выбор ошиновки на ОРУ-110 кВ

На ОРУ-110 кВ ошиновку выполним сталеалюминевым проводом марки АС-300/39. Проведём проверку этого провода по условиям выбора токоведущих частей распределительных устройств.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 223,2 \text{ А.}$$

Проверка сечения провода по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1,824 \cdot 10^6}}{91} = 14,841 \leq 452 \text{ мм}^2.$$

Проверка на корону:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{12}}\right) = 27 \text{ кВ/см},$$

$$E_0 \cdot 0.9 = 24,3 \text{ кВ/см},$$

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

$$r_0 = 12 \text{ см} – \text{радиус провода.}$$

Напряжённость эл. поля около поверхности нерасщеплённого провода

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{12 \cdot \lg \frac{378}{12}} = 0,103 \text{ кВ/см},$$

$$E \cdot 1,07 = 0,11 \text{ кВ/см},$$

где $D_{cp} = 378 \text{ см}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

Таблица 24 – Проверка ошиновки ОРУ-110 кВ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|-------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| $I_{\max} = 223,2 \text{ А}$ | $I_{\text{дл.доп}} = 710 \text{ А}$ | $I_{\max} \leq I_{\text{доп.}}$ |
| $q_{\min} = 14,841 \text{ мм}^2$ | $q_{\text{нр}} = 452 \text{ мм}^2$ | $q_{\min} \leq q_{\text{нр}}$ |
| $1,07 \cdot E = 0,11 \text{ кВ/см}$ | $0,9 \cdot E_0 = 24,3 \text{ кВ/см}$ | $1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0$ |

Ошиновка ОРУ-110 кВ проходит по условиям выбора.

1.4.3 Выбор ошиновки на ОРУ-35 кВ

На ОРУ-35 кВ ошиновку выполним сталеалюминевым проводом марки АС-185/29. Проведём проверку ошиновки по условиям выбора токоведущих частей распределительных устройств.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{6300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 70,148 \text{ А}.$$

Проверка сечения провода по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,338 \cdot 10^6}}{91} = 6,389 \leq 277,6 \text{ мм}^2.$$

Проверка на корону:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,4}}\right) = 27,3 \text{ кВ/см},$$

$$E_0 \cdot 0,9 = 24,54 \text{ кВ/см},$$

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

$r_0 = 9,4$ см – радиус провода.

Напряжённость эл. поля около поверхности нерасщеплённого провода

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{9,4 \cdot \lg \frac{252}{9,4}} = 0,15 \text{ кВ/см},$$

$$E \cdot 1,07 = 0,17 \text{ кВ/см},$$

где $D_{cp} = 252$ см – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

Таблица 25 – Проверка ошиновки ОРУ-35 кВ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|-----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| $I_{\max} = 70,148 \text{ А}$ | $I_{\text{дл.дон}} = 510 \text{ А}$ | $I_{\max} \leq I_{\text{дон}}$ |
| $q_{\min} = 5,107 \text{ , мм}^2$ | $q_{np} = 277,6 \text{ , мм}^2$ | $q_{\min} \leq q_{np}$ |
| $1,07E = 0,17 \text{ кВ/см}$ | $0,9E_0 = 24,54 \text{ кВ/см}$ | $1,07E < 0,9E_0$ |

Ошиновка ОРУ-35 кВ проходит по условиям выбора.

1.5 Выбор КРУ – 10 кВ

Комплектные распределительные устройства напряжением 6-10 кВ серии К-63 предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ. КРУ серии К-63 применяются в качестве распределительных

устройств 6-10 кВ, в том числе распределительных устройств трансформаторных подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции (блочные) 220/110/35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ, 110/35/6-10 кВ, для электрических станций и систем электрификации железнодорожного транспорта. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей, соединяться они могут через переходные шкафы, входящие в состав КРУ. КРУ серии К-63 соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90.

Преимущества КРУ серии К-63:

- надёжность в течении всего срока службы,
- простота монтажа, эксплуатации и технического обслуживания,
- безопасность персонала,
- высокочувствительная дуговая защита двойного действия,
- широкий диапазон параметров,
- большой выбор коммутационных аппаратов,
- высококачественное антикоррозийное покрытие с применением горячего цинкования и электрофорезного грунта,
- высокие эксплуатационные качества,
- усилия при ручном оперировании уменьшены в 1,5-2 раза по сравнению с отечественными аналогами,
- удобный и просторный шкаф вспомогательных цепей,
- широкий выбор вида защит и автоматики,
- удобные блокировки, предотвращающие ошибочные операции,
- минимальные затраты на текущее обслуживание,
- возможность стыковки с любым видом КРУ,
- полный контроль работоспособности,

Таблица 26 – Технические данные КРУ серии К-63

| Наименование параметра, показателя квалификации | Значение параметра |
|---|--------------------|
| 1 | 2 |
| Номинальное напряжение (линейное), кВ: при частоте 50 Гц | 10 |
| Наибольшее раб. напряжение (линейное), кВ | 12 |

| 1 | 2 |
|---|-------------------------|
| Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ, А: | 630;1000;1600 |
| Номинальный ток сборных шин, А | 1000;1600;2000;3150 |
| Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА: | 12,5; 16; 20; 25; 31,5 |
| Ток термической стойкости (кратковременный ток) при времени протекания 3 с, кА | 20;31.5 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА | 51,81 |
| Вид управления | Местное, дистанционное |
| Габаритные размеры высоковольтных ячеек без шинпровода, высота/глубина/ширина, мм, не более | 2268/1250(1450****)/750 |
| Масса, кг, не более | 600 |

Тип основного оборудования, встраиваемого в КРУ:

- элегазовые выключатели: LF2-10-20/630-1000УХЛ2;
- трансформаторы тока: ТЛК-10 30/5-1500/5;
- трансформаторы напряжения: НАМИ-10-95 УХЛ2;
- ограничители перенапряжений: ОПН-10/12-10(І).

Шкафы КРУ, укомплектованы микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики серии MICOM (производитель фирма А1-5ТОМ Франция).

Оборудование, встроенное в КРУ:

- а) Выключатель – элегазовый выключатель типа LF2.

Проверка выключателя осуществляется аналогично пункту 1.3.2.

Периодическая составляющая токов КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов:

$$I_{п.т} = I_{п.0} = 3,804 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая токов КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов - τ .

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,804 \cdot e^{-0,05/0,01} = 0,036 \text{ кА,}$$

$$i_{a,\tau.ном.} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 30/100 = 8,5 \text{ кА,}$$

где τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до расхождения контактов.

$$\tau = 0,04 + 0,01 = 0,05 \text{ с,}$$

где $t_{вс} = 0,05$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{р.з.мин} = 0,01$ – минимальное время релейной защиты, с.

Полный тепловой импульс:

$$B_k = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 21,5^2 \cdot 1 = 462,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$B_{к.ном} = I_{П.0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_a) = 3,804^2 \cdot (0,04 + 0,01) = 0,724 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 27 – Проверка выключателей по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|---|--|----------------------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{раб.макс} = 346 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ | $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$ |
| $I_{П.0} = 3,804 \text{ кА}$ | $I_{П.0ном} = 20 \text{ кА}$ | $I_{П.0} \leq I_{П.0ном}$ |
| $i_{уд.} = 8,643 \text{ кА}$ | $i_{макс} = 51 \text{ кА}$ | $i_{уд} \leq i_{макс}$ |
| $I_{П.\tau} = 3,804 \text{ кА}$ | $I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$ | $I_{П.\tau} \leq I_{отк.ном}$ |
| $i_{a,\tau} = 0,036 \text{ кА}$ | $i_{a,\tau,ном} = 8,5 \text{ кА}$ | $i_{a,\tau} \leq i_{a,\tau,ном}$ |
| $B_k = 0,724 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к.ном} = 462,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq B_{к.ном}$ |

Выбранные выключатели подходят по всем условиям.

б) Трансформатор тока – ТЛК-10 30/5-1500/5 производства ОАО «Самарский трансформатор», Россия.

Проверка трансформатора тока осуществляется аналогично пункту 1.3.3.

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

Таблица 28 – Приборы, подключаемые к ТЛК 10

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|--------------------------|---------|---------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 | 0,5 |
| Варметр | Д-345 | 0,5 |
| Счётчик активной энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{2,5} = 0,14 \text{ Ом},$$

где $l_{\text{расч}} = 20$ м – расчётная длина провода для РУ 10 кВ; во вторичных цепях КРУ применяем медные провода.

$q_{\text{пр}}$ – сечение проводов, по условию прочности принимаем $q_{\text{пр}} = 2,5 \text{ мм}^2$,

$$Z_{2p} = 0,2 + 0,14 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{П.0}}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_a) = 3,804^2 \cdot (0,04 + 0,01) = 0,724 \text{ кА}^2\cdot\text{с}.$$

Таблица 29 – Проверка ТТ по условиям выбора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--|--|--|
| $U_{\text{ном.уст}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.ТТ}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.ТТ}} \geq U_{\text{ном.уст.}}$ |
| $I_{\text{раб.мах}} = 880 \text{ А}$ | $I_{1\text{ном}} = 900 \text{ А}$ | $I_{\text{ном.1}} \geq I_{\text{ном.уст.}}$ |
| | $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ | |
| $i_{\text{уд.}} = 8,643 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин.макс}} \geq i_{\text{уд.}}$ |
| $Z_{2p} = 0,44 \text{ Ом}$ | $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ | $Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2p}$ |
| $B_{\text{к.ном}} = 0,724 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$ | $B_{\text{к.ТТ}} = 1200 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$ | $B_{\text{к.ТТ}} \geq B_{\text{к.ном}}$ |

Выбранные трансформаторы тока подходят по всем условиям.

в) Трансформатор напряжения – антиферрорезонансный трёхфазный трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2 производства ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия», Россия /19/.

Определим нагрузки приборов, присоединённых к ТН.

Таблица 30 – Приборы подключаемые к НАМИ-10-95 УХЛ2

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А |
|--------------------------|---------|---------------|
| Вольтметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-345 | 0,5 |
| Варметр | Д-345 | 0,5 |
| Счётчик активной энергии | «Альфа» | 3,6 |
| Итого | | 5,1 |

$$I_2 = \frac{5,1}{100} = 0,051 \text{ А},$$

$$q_{\min} = 0,0175 \cdot \frac{18 \cdot 0,051}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,032 \text{ мм}^2,$$

где l - длина кабеля соединяющего приборы с ТН, на ОРУ-10 кВ расчётная длина кабеля равна $l = 18$ м.

Для соединения ТН с приборами, по условиям механической прочности, выбираем кабель $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблица 31 – Условия выбора ТН

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном.ТН} \geq U_{ном.уст.}$ |
| $S_{2р} = 5,1 \text{ В·А}$ | Класс точности 0,5 | $S_{ном.2} \geq S_{2р}$ |
| | $S_{2н} = 900 \text{ В·А}$ | |

Выбранные трансформаторы напряжения подходят по всем условиям.

г) Ограничители перенапряжений – ОПН-10/12-10(І) производства ОАО «Электрокерамика» г. Санкт-Петербург, Россия.

1.6 Выбор аккумуляторных батарей

1.6.1 Назначение оперативного тока

К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

- управления коммутационной аппаратурой, работы устройств блокировки, сигнализации и т. п.;
- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или ЛЭП;
- контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;
- защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование;
- включения резервного оборудования при отключении повреждённого.

Для выполнения оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для обеспечения работы устройств защиты и автоматики, необходим вспомогательный источник энергии – источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты приводов разъединителей и т.д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, обращающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный, ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

1.6.2 Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют

измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

1.6.3 Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. Благодаря этому в наиболее ответственные периоды работы объекта в течение необходимого времени (0,5 - 2,0 часа) обеспечивается действие релейной защиты, автоматики и тому подобных устройств.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. На электростанциях и подстанциях наибольшее распространение получил режим постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1 – 2 с) нагрузки

аккумуляторная батарея принимает ее на себя. Такая нагрузка может быть вызвана, например, включением элегазовых выключателей с электромагнитными приводами. Напряжение батареи поддерживается на заданном уровне регулятором подзарядного агрегата.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1-2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока 0,5 ч.

1.6.4 Проверка аккумуляторных батарей и зарядно-подзарядных устройств

На ПС установлены две аккумуляторные батареи типа СК-16 из 128 элементов и СК-6 из 108 элементов.

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

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (40)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

Принимаем $U_{ш} = 230$ В

$$n_0 = 230/2,15 = 108 \text{ элементов.}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,7 В к шинам присоединяется минимальное число элементов

$$n_{\min} = 230/2,7 = 85 \text{ элементов.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,72 В к шинам присоединяется:

$$n = 220/1,72 = 128 \text{ элементов,}$$

где n - общее число элементов батареи.

К элементному коммутатору присоединяется:

$$n = n_{\min} = 128 - 85 = 43 \text{ элемента.}$$

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Таблица 32– Расчётная нагрузка аккумуляторной батареи

| Вид потребителя | Расчетная нагрузка, А | |
|---------------------|--------------------------|--|
| | Аварийный режим до 0,5 ч | Наибольший толчковый ток (в конце разряда) |
| Аварийное освещение | 240 | 240 |
| Постоянная нагрузка | 110 | 110 |
| Привод выключателя | - | 320 |
| Расчётная величина | 350 | 670 |

Типовой номер № батареи выбираем по формуле:

$$№ \geq 1,05 \cdot (I_{AB}/J), \tag{41}$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового аварийного разряда;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, приведённая к первому номеру аккумуляторов, $J = 24$ А.

$$N_{\dot{z}} \geq 1,05 \cdot (350/24) = 15,31.$$

Полученный номер округляем до ближайшего большего типового номера, получаем $N_{\dot{z}} = 16$.

Проверяем выбранный аккумулятор по наибольшему толчковому току:

$$46 \cdot N_{\dot{z}} \geq I_{T.\max}, \quad (42)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.\max} = I_{AB.OC.} + I_{PP} + I_{ПОСТ}, \quad (43)$$

где I_{PP} - ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима,

$$I_{T.\max} = 670 \text{ А},$$

$$46 \cdot 16 = 736 \geq 670 \text{ А},$$

следовательно, батарея СК-16 подходит.

Зарядно-подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть $0,03N_{\dot{z}}$, тогда:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N_{\dot{z}} + I_{П}, \quad (44)$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{II3} \geq 2,15 \cdot n_0, \quad (45)$$

$$U_{II3} \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В.}$$

В качестве зарядно-подзарядных устройств установлены выпрямительные агрегаты, типа ВАЗП 380/260-40/80.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_A = 5 \cdot N_{\text{э}} + I_{II}, \quad (46)$$

$$I_A = 5 \cdot 16 + 20 = 170 \text{ А,}$$

и на напряжение в конце заряда 2,7 В на элемент:

$$U_3 = 2,7 \cdot n, \quad (47)$$

$$U_3 = 2,7 \cdot 128 = 345,6 \text{ В.}$$

В качестве зарядно-подзарядного устройства установлены выпрямительные агрегаты, типа ВАЗП 380/260-40/80. Он состоит из следующих основных элементов: силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами, блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристорov изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения.

Этот агрегат питается от трехфазной сети СН напряжением 380/220 В. Его выходные параметры: номинальное выпрямленное напряжение 380 – 260 В, номинальный выпрямленный ток 40 – 80 А. Потребляемая агрегатом мощность из сети переменного тока (стабилизация напряжения 260 – 380 В) 17 кВт, в режиме (стабилизация напряжения 220 – 260 В) – 23 кВт. Коэффициент мощности устройства $\cos\phi$ равен 0,86; КПД – 90 %.

1.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Таблица 33 – Нагрузка собственных нужд подстанции

| Вид Потребителя | Установленная мощность | | Cosφ | Нагрузка | |
|---------------------------|------------------------|-------|------|-----------------------|------------------------|
| | кВт×п | Всего | | P _{уст} ,кВт | Q _{уст} ,кВАР |
| Охлаждение АТДЦН-63МВА | 29,6×2 | 29,6 | 0,85 | 59,2 | 36,8 |
| Охлаждение ТМН-6,3МВА | 2×2 | 4 | 0,85 | 4 | 2,5 |
| Подогрев ВГБУ-220 | 20,4 × 6 | 122,4 | 1 | 122,4 | - |
| Подогрев ВГБУ -110 | 26,6 × 7 | 186,2 | 1 | 186,2 | - |
| Подогрев ВГБ-35 | 5,3 × 10 | 53 | 1 | 53 | - |
| Подогрев ЗРУ | - | 50 | 1 | 50 | - |
| Освещение, вентиляция ЗРУ | - | 7 | 1 | 7 | - |
| Отопление и освещение ОПУ | - | 80 | 1 | 80 | - |
| Отопление и освещение ДП | - | 80 | 1 | 80 | - |
| Освещение ОРУ | - | 15 | 1 | 15 | - |
| Насосная | - | 30 | 1 | 30 | - |
| Прочие | - | 50 | 1 | 50 | - |
| Итого | | | | 736,8 | 39,3 |

Расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_{спр} \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{749^2 + 39,3^2} = 590,278 \text{ кВА}, \quad (47)$$

где $k_{спр}=0,8$ – коэффициент спроса.

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{S_{расч}}{1,4} = \frac{590,278}{1,4} = 421,627 \text{ кВА}. \quad (48)$$

Принимаем два трансформатора ТМ-630 кВА.

1.8 Изоляция и перенапряжения

1.8.1 Заземление подстанции

1.8.1.1 Общие сведения

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- защитное – для обеспечения электробезопасности; рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Сопротивление, оказываемое току заземлителем и грунтом, называется сопротивлением растеканию (сопротивление заземлителя). Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе

относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 — 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 - 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 - 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 - 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга. Это вызывает экранирование, приводящее к относительному уменьшению объема грунта при растекании тока с каждого электрода, и увеличивает сопротивление заземлителя. Если заземлитель из одного электрода имеет сопротивление $R_{э}$, то заземлитель из n параллельно заключенных электродов имеет сопротивление (по (12.2) /7/)

$$R_3 = R_3 / (K_{II} \cdot n), \quad (49)$$

где K_{II} - коэффициент использования электрода, который уменьшается с увеличением числа электродов и уменьшением расстояний между ними.

1.8.1.2 Описание заземляющего устройства на ПС

Заземляющее устройство выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 40x4 мм и вертикальных электродов диаметром 12 мм длиной 5 м. Всё установленное на подстанции оборудование и отдельностоящие молниеотводы а также тросовые молниеотводы ВЛ 220 и 110 кВ присоединены к заземляющему устройству.

Отдельностоящие молниеотводы и порталы, на которых установлены молниеотводы, присоединены к заземляющему устройству в четырёх точках к разным горизонтальным электродам заземления. У стойки каждого молниеотвода установлено по два вертикальных электрода, у опоры под ОПН по одному вертикальному электроду диаметром 12 мм и длиной 2,5 м.

Наружная ограда подстанции к контуру ограды не присоединена. В целях предотвращения появления высокого потенциала на металлической ограде и связанной с этим опасностью прикосновения к ней, металлические части ограды заземлены с помощью 19 вертикальных электродов диаметром 16 мм длиной 2,5 м, установленных непосредственно у стоек ограды по всему периметру на расстоянии не более 50 м.

По данным ОАО «Амурэнерго» заземляющее устройство проверено по норме на допустимое напряжение прикосновения. Существующая величина допустимого напряжения прикосновения на рабочих местах – 64,9 В (при норме 65 В), на остальной территории подстанции – 105,6 В (нормативное 400 В). Напряжение на заземляющем устройстве составляет 731,2 В (нормативное 5000 В). Шаг горизонтальных элементов на рабочих местах не превышает 11 м.

Глубина заложения горизонтальных элементов и верха стержневых электродов составляет 0,7 м.

Таблица 34 – Спецификация заземления подстанции

| Наименование | Тип, марка или размер | Кол-во | Масса, кг | |
|----------------------------------|---------------------------------------|--------|-----------|-------|
| | | | Ед. | Общая |
| Горизонтальный заземлитель, м | Сталь. полоса 40 x 4 | 5600 | 1,26 | 7060 |
| Вертикальный заземлитель, шт | Сталь. Пруток D = 12 мм, L = 5 м | 124 | 4,45 | 552 |
| Вертикальный заземлитель, шт | Сталь. Пруток D = 16 мм, L = 2,5 м | 19 | 3,95 | 75 |

1.8.1.3 Проверка заземляющего устройства

Заземляющее устройство подстанции представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. В нашем случае это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды установлены и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя. Контур этой сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5м.

- 1) Площадь используемая под заземление подстанции - $S \approx 28000 \text{ м}^2$;
- 2) Сечение горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде стальной полосы $q = 160 \text{ мм}^2$;
- 3) Проверим горизонтальный электрод на термическую стойкость:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{(I_{\max}^{(1)})^2 \cdot t_{p.z.}}{400 \cdot \beta}}, \quad (50)$$

где $I_{\max}^{(1)}$ - максимальный ток однофазного КЗ (в земле), $I_{\max}^{(1)} = 4,982 \text{ кА}$;

$t_{p.z.}$ - время срабатывания релейной защиты, $t_{p.z.} = 0,2 \text{ с}$;

β - коэффициент, характеризующийся материалом заземлителя, для стали $\beta = 21$.

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{4892^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 61,48 \text{ мм}^2,$$

значит полоса выдерживает условие на термическую прочность $q_{m.c.} < q$.

4) Проверяем стальную полосу на коррозионную прочность:

$$F_{кор.} = S_{cp.} \cdot (2 \cdot S_{cp.} + P), \quad (51)$$

$$S_{cp.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (52)$$

где P – периметр сечения полосы, $P = 88 \text{ мм}^2$;

T – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, $T = 240$ месяцев;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты по полосе, зависящие от грунта, $a_k = 0.005$,

$$b_k = 0.0031, c_k = 0.041, \alpha_k = 0.243.$$

$$S_{cp.} = 0.005 \cdot \ln^3 240 + 0.0031 \cdot \ln^2 240 + 0.041 \cdot \ln 240 + 0.243 = 0.1 \text{ мм},$$

$$F_{кор.} = 0.1 \cdot (88 + 2 \cdot 0.1) = 8,82 \text{ мм},$$

проверим пруток на коррозионную прочность по условию:

$$F_{m.c.} + F_{кор.} < F$$

$$61,48 + 8,82 = 70,3 < 160,$$

уровень промерзания грунта - $H_1 = 2,5$ м, закладка горизонтальных заземлителей на глубине - $h = 0,7$ м.

5) Диаметр вертикальных прутков - $D_{в.пр.} = 12$ мм.

Длина этих прутков - $l_{пр.} = 5$ м, в этом случае вертикальные электроды находятся в слое грунта не подверженном сезонным изменениям, что обеспечивает $\rho = const$.

6) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_3 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_\Sigma + n_{\text{г.}} \cdot l_{\text{г.}}} \right), \quad (53)$$

где A - коэффициент, $A = f(l_{\text{г.}}/\sqrt{S})$, если $l/\sqrt{S} = 0,03$, то $A = 0,42$ (/3/ с.379);

L_Σ - суммарная длина всех горизонтальных электродов;

$n_{\text{г.}}$ и $l_{\text{г.}}$ - число и длина вертикальных электродов;

ρ_3 - расчётное удельное сопротивление грунта; $\rho_3 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

$$R_c = 40 \cdot \left(\frac{0,42}{167,3} + \frac{1}{5600 + 5 \cdot 124} \right) = 0,11 \text{ Ом}.$$

7) Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_c, \quad (54)$$

где α_u - импульсный коэффициент.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_{\text{мол.}} + 45)}}, \quad (55)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 167,3}{(40 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,72,$$

$$R_u = 2,72 \cdot 0,11 = 0,299 \text{ Ом}.$$

Результат сравниваем с допустимым значением:

$$R_u = 0,299 < 0,5 \text{ Ом}.$$

Нормативное напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В, расчётное напряжение заземлителя находим по формуле:

$$U_3 = R_{\text{И}} \cdot I_{\text{КЗ.макс}}, \quad (56)$$

$$U_3 = 0,299 \cdot 12600 = 3767.$$

Проверяем заземляющее устройство на напряжение прикосновения, нормативное значение которого не должно превышать 400 В:

$$U_{np.} = U_3 \cdot K_{II}, \quad (57)$$

где K_{II} - коэффициент прикосновения, определяем по формуле:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_{\Sigma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (58)$$

где M - параметр, зависящий от P_1/P_2 , при отношении 480/120, $M = 0,77$;

l_g - длина вертикального заземлителя, м;

a - расстояние между вертикальными заземлителями равно $3 \cdot l_g$, м;

S - площадь подстанции, м²;

L_{Σ} - суммарная длина полосы, м;

β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta = R_{ч} / (R_{ч} - R_C), \quad (59)$$

где $R_{ч}$ - сопротивление человека = 1000 Ом;

R_C - сопротивление растеканию тока от ступней в землю.

$$R_C = 1,5 \cdot R_{BC}, \quad (60)$$

где R_{BC} - удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом м.

$$\beta = 1000 / (1000 - 1,5 \cdot 1000) = 0,4,$$

$$K_{II} = \frac{0,77 \cdot 0,4}{\left(\frac{5 \cdot 5600}{15 \cdot \sqrt{28000}} \right)^{0,45}} = 0,1035,$$

$$U_{пр.} = 3767 \cdot 0,1035 = 391.$$

Следовательно, заземляющее устройство подстанции удовлетворяет существующим требованиям и не требует реконструкции.

1.8.2 Молниезащита подстанции

1.8.2.1 Общие положения

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе расположения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, металлические кровли, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, или металлической кровли накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на том, что во время лидерной стадии, на вершине молниеотвода скапливаются заряды противоположного знака. Данная напряженность усиливается встречными лидерами, что окончательно предопределяет удар молнии в молниеотвод. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода.

Зоной защиты молниеотвода считается пространство вокруг молниеотвода, вероятность попадания в которое не превышает значения в зависимости от типа

зоны. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 %, $P = 0,005$ ($U_{\text{ном}} < 750$ кВ), а типа Б — 95 %, $P = 0,05$ ($U_{\text{ном}} > 750$ кВ).

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5 % и выше (зона А).

Алгоритм решения задачи по молниезащите объекта: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

1.8.2.2 Проверка молниезащиты подстанции

Для защиты территории подстанции применяется многократный стержневой молниеотвод. Молниеотводы установлены на линейных порталах ОРУ-220, 110 кВ и на отдельностоящих молниеотводах. Зона защиты многократного стержневого молниеотвода определяется зонами защиты попарно взятых соседних молниеотводов, при условии, что высота каждого молниеотвода не превышает 150 м. Проверим зону защиты подстанции, расчёт проводим по /20/.

Т.к. $U < 750$ кВ, то расчёты проводим для зоны «А».

Рассчитаем зону защиты первой пары молниеотводов М1 – М2:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф.}} = 0,85 \cdot h, \quad (61)$$

где h - полная высота молниеотвода.

$$h_{эф.} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны на уровне земли:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (62)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта

$$r_x = r_o \cdot (1 - h_x / h_{эф.}), \quad (63)$$

где h_x - высота защищаемого объекта:

$h_x = 11$ м. – на уровне шинного портала;

$h_x = 16,5$ м. – на уровне линейного портала.

$$r_x = 31,2 \cdot (1 - 11/25,5) = 17,741 \text{ м,}$$

$$r_x = 31,2 \cdot (1 - 16,5/25,5) = 11,012 \text{ м.}$$

Минимальная высота внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф.} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (64)$$

$$h_{cx} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (34,4 - 30) = 24,712 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{co} = r_o, \quad (65)$$

$$r_{co} = 31,2 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{co} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right), \quad (66)$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{24,712 - 11}{24,712} \right) = 17,312 \text{ м,}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{24,712 - 16,5}{24,712} \right) = 10,368 \text{ м.}$$

Аналогично рассчитываем остальные пары молниеотводов, результаты заносим в таблицу 35.

Таблица 35 – Результаты расчета молниезащиты

| Молниеотводы | $l_{м-м}$ | r_{co} | h_{cx} | r_{cx}^{m} | r_{cx}^{un} |
|---------------------|-----------|----------|----------|--------------|---------------|
| 1-2, 2-3, 3-4 | 34,4 | 31,2 | 24,712 | 10,37 | 17,3 |
| 1-4, 2-5, 3-6 | 66,8 | 29,37 | 18,805 | 8,1 | 12,95 |
| 12-13, 13-14, 14-15 | 23,4 | 26,25 | 21,534 | 6,14 | 12,15 |
| 8-9 | 45 | 31,2 | 17,7 | 9,417 | 14,608 |
| 8-12 | 43 | 31,2 | 18,055 | 9,748 | 14,837 |
| 12-10 | 36,2 | 31,2 | 19,262 | 10,78 | 15,55 |
| 10-13, 11-14 | 25,2 | 31,2 | 21,215 | 12,206 | 16,537 |
| 10-14, 11-15 | 27,8 | 31,2 | 20,753 | 11,894 | 16,321 |
| 9-19 | 80,543 | 26,864 | 16,407 | 0,1 | 8,16 |
| 15-19 | 51 | 31,2 | 16,635 | 8,34 | 13,863 |
| 11-19 | 61 | 30,95 | 19,915 | 6,2 | 12,383 |
| 19-20 | 84 | 26,057 | 15 | 8,835 | 15,732 |
| 20-21 | 77 | 28,538 | 17,839 | 9,142 | 13,147 |
| 21-19 | 64 | 29,536 | 18,698 | 5,308 | 13,855 |
| 20-17 | 52 | 31,2 | 21,562 | 14,77 | 19,841 |
| 17-16 | 64,5 | 29,304 | 19,325 | 12,875 | 18,526 |
| 16-3 | 40 | 31,2 | 23,71 | 9,488 | 16,73 |

1.8.2.3 Грозоупорность подстанции

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию, соответствующую ее номинальному напряжению.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) перенапряжения.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Рассчитаем грозоупорность проектируемой подстанции (ОРУ-220кВ):

1) Число грозовых разрядов сооружения определяется по формуле:

$$N_C = p_0 \cdot (a_C + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_C + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot 10^{-6}, \quad (67)$$

где a_C - длина сооружения с учётом 1,5 м с обеих сторон, $a_C = 86,4$ м;

b_C - ширина сооружения с учётом 1,5 м с обеих сторон, $b_C = 87,6$ м;

p_0 - плотность разряда молний на 1 км².

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{Г.ч.}}, \quad (68)$$

где $N_{\text{Г.ч.}}$ - количество грозовых часов в год, $N_{\text{Г.ч.}} = 48$ ч.

$$p_0 = 0,05 \cdot 48 = 2,4.$$

$R_{\text{экв}}$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молний, если $h_C < 30$ м, то $R_{\text{экв}}$ находим по формуле:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_C - \frac{2 \cdot h_C^2}{30}, \quad (69)$$

где h_c - высота сооружения (линейного портала), $h_c = 16,5$ м.

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 16,5 - \frac{2 \cdot 16,5^2}{30} = 65,73 \text{ м,}$$

$$N_c = 2,4 \cdot (84,4 + 2 \cdot 65,73) \cdot (87,6 + 2 \cdot 65,73) \cdot 10^{-6} = 0,19.$$

2) Надёжность защиты открытого распределительного устройства от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зоны защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молний в молниеотвод в год.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии и обратных перекрытий с молниеотводов определяется по формуле:

$$N_{\text{п.у.}} = N_c \cdot (\eta_{\text{n.p.}} \cdot p_\alpha \cdot p_{\text{n.p.}} + \eta_{\text{o.n.}} \cdot p_{\text{o.n.}}), \quad (70)$$

где $\eta_{\text{n.p.}} = \eta_{\text{o.n.}}$ - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу соответственно при разрядах молнии в ОРУ минуя молниеотводы и при обратных перекрытиях, $\eta_{\text{n.p.}} = \eta_{\text{o.n.}} = 0,9$;

p_α - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы, для зоны А - $p_\alpha = 0,005$;

$p_{\text{o.n.}}$ - вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в молниеотвод на гирлянду изоляторов на порталах.

$$p_{\text{он}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр(o.n.)}}}, \quad (71)$$

где $I_{\text{кр(o.n.)}}$ - критический ток молнии приводящий к перекрытию промежутка

молниеотвод – гирлянда изоляторов – ошиновка на портале.

$$I_{кр(о.п)} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l}{R_{3И}}, \quad (72)$$

где $U_{50\%}$ - 50 % разрядное напряжение изоляции ошиновки, по /4/ $U_{50\%} = 1335$ кВ;

l - высота крепления изоляторов на портале, $l = 17$ м;

$R_{3И}$ - импульсное сопротивление заземлителя подстанции, $R_{3И} = 0,299$ Ом;

$$I_{кр(о.п)} = \frac{1335 - 50 \cdot 17}{0,299} = 1622 \text{ кА},$$

$$p_{о.п} = e^{-0,04 \cdot 1622} = 6,65 \cdot 10^{-29} \approx 0$$

$p_{н.п}$ - доля опасных грозových перенапряжений возникающих при непосредственном грозovém разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$p_{н.п} = e^{-0,04 \cdot I_{кр(н.п)}}, \quad (73)$$

$$I_{кр(н.п)} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош(к)}}, \quad (74)$$

где $Z_{ош(к)}$ - волновое сопротивление коронирующей ошиновки, $Z_{ош(к)} = 415$ Ом.

$$I_{кр(н.п)} = \frac{2 \cdot 1335}{415} = 6,44 \text{ кА},$$

$$p_{н.п} = e^{-0,04 \cdot 6,44} = 0,77,$$

$$N_{П.У.} = 0,19 \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,77 + 0,9 \cdot 0) = 0,00066 .$$

3) Определяется средняя повторяемость в годах опасных перенапряжений на ОРУ из-за грозовых разрядов распрестройства при прямых ударах молнии:

$$T_{П.У.} = 1/N_{П.У.} , \quad (75)$$

$$T_{П.У.} = 1/0,00066 = 1515,15 \text{ лет,}$$

данная средняя повторяемость должна быть не ниже нормированного значения, при $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $T_{П.У.} \geq 1000$. Условие выполняется.

4) Среднее число опасных грозовых перенапряжений от набегающих по линии электропередачи волн на ОРУ-220 кВ в целом или на какой либо её аппарат обусловленная перенапряжениями превышающими допустимое значение напряжения на изоляции:

$$N_{Н.В.} = N \cdot \frac{N_{Г.Ч.}}{100} \cdot \frac{l_{О.З.}}{100} \cdot n_{ВЛ} \cdot (1 - k_{Э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{н.р} + \delta_{он} \cdot p_{о.н} \cdot \psi_{о.н}), \quad (76)$$

где $N_{Н.В.}$ - число отключений подстанции из-за набегающих волн перенапряжений в течении года;

N - число грозовых ударов в ЛЭП длиной 100 км за 100 грозовых часов в год, при высоте опоры $h_{ср} = 40,6 > 30 \text{ м}$ N находят по формуле:

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{мп-мп}}{2} + h_{ср} + 90 \right), \quad (77)$$

$N_{Г.Ч.}$ - фактическое число грозовых часов в год, $N_{Г.Ч.} = 48$;

d_{mp-mp} - расстояние между тросами, для ВЛ с одним тросом $d_{mp-mp} = 0$;

h_{cp} - средняя высота подвеса троса, для опоры типа У220-2 по /4/.

$$h_{cp} = h_{on} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (78)$$

где f – стрела провеса троса.

$$f = h_{mp} - h_{\Gamma} - (h_{np}^e - h_{np}^H) - h_{mp-np}, \quad (79)$$

где h_{mp} - высота подвеса троса, $h_{mp} = 40,6$ м;

h_{Γ} - наименьшее допустимое расстояние между нижним проводом и землёй, по /2/ $h_{\Gamma} = 7$ м;

h_{np}^e - высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^e = 32,5$ м;

h_{np}^H - высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 19,5$ м;

h_{mp-np} - среднее расстояние между тросом и проводом, $h_{mp-np} = 7,7$ м.

$$f = 40,6 - 7 - (32,5 - 19,5) - 7,7 = 12,9 \text{ м};$$

$$h_{cp} = 40,6 - \frac{2}{3} \cdot 12,9 = 32 \text{ м};$$

$$N = 0,15 \cdot 2,4 \cdot \left(\frac{0}{2} + 32 + 90 \right) = 43,92;$$

где $l_{o.3.}$ - длина опасной зоны (защищённого подхода), $l_{o.3.} = 2000$ м;

$n_{ВЛ}$ - количество ВЛ подключенных к ОРУ, $n_{ВЛ} = 2$;

k_3 - коэффициент взаимного экранирования линии, по /4/ при прохождении ВЛ по просеке $k_3 = 0,7$;

p_α - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту линии на провода, $p_\alpha = 0,005$;

$\delta_{он}$ - доля грозových ударов в опоры линии, находится по формуле:

$$\delta_{он} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{cp.mp}}{l_{np}}; \quad (80)$$

l_{np} - длина пролёта, $l_{np} = 450$ м.

$$\delta_{он} = 4 \cdot 43,92 \cdot \frac{32}{450} = 12,49;$$

$p_{o.n}$ - вероятность обратного перекрытия изоляции при ударе молнии в опору, упрощенно $p_{он}$ находим по формуле:

$$p_{o.n} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (81)$$

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_{3И} + \delta \cdot h_{он}}, \quad (82)$$

где $R_{3И}$ - импульсное сопротивление заземлителя опоры, $R_{3И} = 15$ Ом;

δ - коэффициент учитывающий индуктивное сопротивление опоры, для однитросовой опоры $\delta = 0,3$;

$$I_{кр} = \frac{1335}{15 + 0,3 \cdot 40,6} = 49,12 \text{ кА,}$$

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot 49,12} = 0,14,$$

Ψ_{np}, Ψ_{on} - доли опасных для изоляции подстанции импульсов соответственно при прорыве молнии на провода и при обратных перекрытиях изоляции возникающих в пределах $l_{0.3}$:

$$\Psi_{np} = \frac{U_{\text{дон}}}{U_{50\%n.p}}, \Psi_{on} = \frac{U_{\text{дон}}}{U_{50\%o.n}}, \quad (83)$$

где $U_{\text{дон}}$ - допустимое максимальное импульсное напряжение на изоляции оборудования ОРУ, $U_{\text{дон}} = 325$ кВ;

$U_{50\%n.p}, U_{50\%o.n}$ - 50 % соответствующее импульсное разрядное напряжение изоляции.

$$U_{50\%np} = \frac{I_{kp(n.p)} \cdot Z_{\text{вл}}}{2}, U_{50\%o.n} = \frac{I_{kp(o.n)} \cdot Z_{\text{вл}}}{2}, \quad (84)$$

где $Z_{\text{вл}}$ - волновое сопротивление коронирующего провода ВЛ.

$$Z_{\text{вл}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp}}{r_{np}}, \quad (85)$$

где r_{np} - радиус провода ВЛ-220 кВ, у провода АСО-300 $r_{np} = 11,75$ мм.

$$Z_{\text{вл}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 24,17}{0,01175} = 499,33 \text{ Ом},$$

$$U_{50\%n.p} = \frac{2,67 \cdot 499,33}{2} = 666,61 \text{ кВ}, U_{50\%o.n} = \frac{49,17 \cdot 499,33}{2} = 12276,03 \text{ кВ},$$

$$\psi_{n.p} = \frac{325}{661,61} = 0,491, \quad \psi_{o.n} = \frac{325}{12276,03} = 0,0026,$$

$$N_{H.B.} = 43,92 \cdot \frac{48}{100} \cdot \frac{2}{100} \cdot 2 \cdot (1 - 0,7) \cdot (0,005 \cdot 0,491 + 12,49 \cdot 0,14 \cdot 0,0026) = 0,00177.$$

5) Определяется средняя повторяемость опасных перенапряжений в год из-за набегающих электромагнитных волн (ЭВМ) по ВЛ /4/:

$$T_{H.B} = 1/N_{H.B}, \quad (86)$$

$$T_{H.B} = 1/0,00177 = 564,97 \text{ лет},$$

данная средняя повторяемость должна быть не ниже нормированного значения, при $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $T_{H.B} = (400 \div 600)$. Условие выполняется.

1.9 Релейная защита и автоматика подстанции

1.9.1 Общие понятия и требования релейной защиты

Релейная защита (РЗ) является важнейшей частью автоматики электроустановок. Её основная задача состоит в том, чтобы обнаружить повреждённый участок электрической системы и возможно быстрее выдать управляющий сигнал на его отключение. Дополнительная задача релейной защиты заключается в сигнализации о возникновении ненормальных режимов.

К устройствам релейной защиты, действующим на отключение, в общем случае предъявляются следующие четыре требования: селективность

(избирательность) действия; быстрота действия; чувствительность; надёжность работы.

На подстанциях РЗ устанавливается на отходящих и подходящих линиях, на системах шин, на трансформаторах и т.д. Основным объектом релейной защиты являются силовые трансформаторы и автотрансформаторы. В трансформаторах могут иметь место следующие повреждения:

- междуфазные КЗ внутри бака и на вводах;
- межвитковые замыкания одной фазы;
- замыкания обмоток на землю;
- перекрытие изоляции вводов;
- утечка масла из бака.

Наиболее распространёнными являются витковые замыкания и короткие замыкания на вводах.

К ненормальным режимам трансформатора относят:

- работу со сверх токами при внешних КЗ и при качаниях энергосистемы;
- перегрузки, вызванные самозапуском двигателей, подключением дополнительной нагрузки при работе устройств автоматического включения резерва (АВР), а также толчкообразной и ударной нагрузками;

- повышение напряжения на вводах и как следствие перегрев обмоток и сердечника трансформатора, повреждение изоляции и «пожар железа» сердечника.

На силовых трансформаторах и автотрансформаторах предусматриваются следующие виды защит /2/:

Для защиты от внутренних повреждений и от повреждений на вводах устанавливается продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ) без выдержки времени (на трансформаторах мощностью более 6,3 МВ·А), она осуществляется с применением реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса. Дифференциальная токовая защита должна быть выполнена так, чтобы в зону её действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

От повреждений внутри бака, сопровождающих выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита. Для защиты контакторного устройства регулирования под напряжением (РПН) с разрывом дуги в масле следует предусмотреть отдельное газовое реле и реле давления.

На трансформаторах в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

На трансформаторах наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних КЗ в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которых работает трансформатор, если на шинах отсутствует собственная защита. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ (на трансформаторах более 1 МВ·А), предусматривается максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него (МТЗ). На многообмоточных трансформаторах эту защиту устанавливают со всех сторон трансформатора.

1.9.2 Расчет релейной защиты автотрансформатора Т-1

На силовом трансформаторе Т-1 установлены: резервная защита – МТЗ косвенного действия (с применением реле тока типа РТ-40); основные защиты – ДЗТ (с применением реле ДЗТ-21) и газовые защиты трансформатора и РПН. Проводим расчёт релейной защиты автотрансформатора Т-1, расчёт проводим по /21/.

1) Расчёт МТЗ:

Определяются номинальные токи трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (87)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора.

Определяем максимальные рабочие токи с учётом работы одного трансформатора:

$$I_{\max} = 1.05 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (88)$$

Определяется первичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\max}, \quad (89)$$

где k_H - коэффициент надёжности, для реле типа РТ-40 $k_H = 1,2$;

k_{C3} - коэффициент, учитывающий самозапуск заторможенных двигателей, принимаем $k_{C3} = 1,5$;

k_B - коэффициент возврата токового реле, для реле типа РТ-40 $k_B = 0,8$.

Определяем чувствительность защиты по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{C3}} \geq 1,5, \quad (90)$$

где $I_{\text{кз.мин}}^{(2)}$ - минимальное значение тока двухфазного КЗ.

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{\text{cx}}}{k_1}, \quad (91)$$

где k_{cx} - коэффициент схемы, учитывающий соединение ТТ защиты (при соединении последних в звезду $k_{\text{cx}} = 1$, при соединении трансформаторов тока в треугольник $k_{\text{cx}} = \sqrt{3}$);

k_1 - коэффициент трансформации ТТ.

На многообмоточных трансформаторах максимальная токовая защита должна обеспечить отключение только того выключателя, со стороны которого происходит короткое замыкание. На трехобмоточном трансформаторе это достигается путем установки отдельных защит с каждой стороны и соблюдения следующего порядка при выборе выдержек времени

$$t_{C3} = t_{\max} + \Delta t, \quad (92)$$

где t_{\max} - максимальная выдержка времени максимальных защит отходящих присоединений;

Δt - ступень селективности, $\Delta t = 0,5$ с.

Результаты расчёта МТЗ сводим в таблицу 1.32.

Таблица 36 – Расчёт МТЗ

| | $I_{\text{ном.}}, \text{A}$ | I_{max}, A | I_{C3}, A | $I_{\text{кз.min}}^{(2)}, \text{kA}$ | $K_{\text{ч}}$ | I_{CP}, A | $t_{C3}, \text{сек}$ |
|--------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------|---------------------------|----------------------|
| 220 кВ | 165 | 174 | 391 | 4,69 | 12,007 | 5,644 | 2,5 |
| 110 кВ | 331 | 347 | 781 | 4,519 | 5,785 | 9,018 | 2 |
| 35 кВ | 1039 | 1091 | 2455 | 4,799 | 1,95 | 13,639 | 1,5 |

Как видно из таблицы 36 на всех трёх уровнях напряжения МТЗ применимо, так как проходит по чувствительности для резервной зоны защиты.

2) Расчёт дифференциальной токовой защиты с торможением

На автотрансформаторе Т-1 дифференциальная защита выполнена с реле типа ДЗТ-21. Алгоритм расчёта защиты приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Расчёт защиты ДЗТ – 21

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение для стороны | | |
|--|--|--|--|--|
| | | 220 кВ | 110 кВ | 35 кВ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Первичный ток на сторонах защищаемого АТ, соответствующей его походной мощности, А | $I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.прох}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ | $\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 165$ | $\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331$ | $\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1091$ |
| Коэффициент трансформации ТТ | K_I | 600/5 | 750/5 | 2000/5 |
| Схема соединения ТТ | - | Д | Д | У |
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности АТ, А | $I_{\text{ном.В}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_I}$ | $\frac{165 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 2,4$ | $\frac{331 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 3,8$ | $\frac{1039 \cdot \sqrt{3}}{2000/5} = 4,5$ |

Продолжение таблицы 37

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|--|-----|------------------------------------|-----------------------------------|
| Номинальный ток принятого ответвления трансреактора реле на основной стороне, А | $I_{отв.ном.осн} \leq I_{ном.В.осн}$ | 2,5 | – | – |
| Расчётный ток ответвления автотрансформаторов тока на неосновных сторонах, А | $I_{отв.р.неос} = I_{ном.В.неос} \times \frac{I_{отв.ном.осн}}{I_{ном.В.осн}}$ | – | $3,8 \cdot \frac{2,5}{2,4} = 3,96$ | $4,5 \cdot \frac{2,5}{2,4} = 4,7$ |
| Тип автотрансформатора тока, включаемый плечо защиты | По таблице (15.4) | – | АТ – 32 | АТ – 32 |
| Номинальный ток ответвления, к которому подводятся вторичные токи, А | По таблице (15.4) | – | 5,06 | 5,06 |
| Номер ответвления, к которому подводятся вторичные токи | По таблице (15.4) | – | 1 – 5 | 1 – 8 |
| Номер ответвления, к которому подключается реле | По таблице (15.4) | – | 1 – 3 | 1 – 5 |
| Номинальный ток ответвления АТ тока, к которому подключается реле, А | По таблице (15.4) | – | 3,63 | 3,63 |
| Номинальный ток ответвления на неосновной стороне, А | По таблице (15.4) | – | 3,63 | 3,63 |
| Номер используемого ответвления трансреактора реле | По таблице (5.1) | 6 | 4 | 4 |

Продолжение таблицы 37

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|---------------------------------|----------------------------------|
| Расчётный ток ответвления промежуточных ТТ цепи торможения реле, А | $I_{отв.торм.р.} = \frac{I_{ном.В.}}{k_{AT}}$ | 2,3 | $\frac{3,8}{5,06 / 3,63} = 2,7$ | $\frac{4,5}{5,06 / 3,63} = 3,57$ |
| Номинальный ток принятого ответвления приставки и промежуточных ТТ, А | $I_{отв.торм.ном.}$ | 2,5 | 2,5 | 3,75 |
| Номер используемого ответвления приставки и промежуточных ТТ реле | По таблице (5.2) | 4 | 4 | 2 |

Первичный тормозной ток, соответствующий «началу торможения», определяется следующим образом:

$$I_{торм.нач.} = 0,5I_{ном} \cdot \left(k_{токI} \frac{I_{отв.торм.номI}}{I_{отв.торм.расчI}} + k_{токII} \frac{I_{отв.торм.номII}}{I_{отв.торм.расчII}} \right). \quad (92)$$

$$I_{торм.нач.п} = 0,5 \cdot 165 \cdot \left(1 \cdot \frac{2,5}{2,4} + 1 \cdot \frac{2,5}{2,7} \right) = 162,326 \text{ А.}$$

Определяется ток небаланса в режиме, соответствующим «началу торможения»:

$$I_{нб.торм.нач.} = I_{торм.нач.} \cdot \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot E + \Delta U + \left| \frac{I_{1отв.расч.} - I_{1отв.ном} - \frac{I_{2отв.расч.} - I_{2отв.ном}}{I_{2отв.расч.}} \right| \right). \quad (93)$$

$$I_{нб.торм.нач.} = 162,326 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,05 + \left| \frac{3,8 - 3,5}{3,8} \right| \right) = 29,048 \text{ А.}$$

Определяется первичный номинальный ток срабатывания защиты по следующим условиям:

- отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме соответствующем началу торможения:

$$I_{сз.min} > K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач} > 1,5 \cdot 29,048 = 43,572 \text{ A}. \quad (94)$$

- отстройки от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ, по выражению:

$$I_{сз.min} > 0,3 \cdot I_{ном} > 0,3 \cdot 165 = 49,5 \text{ A}. \quad (95)$$

Определяется относительный номинальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения. За расчётную принимается сторона среднего напряжения:

$$I_{ср.min} = \frac{I_{сз.min} \cdot k_{сх}}{K_1 \cdot I_{отв.ном}} = \frac{49,5 \cdot (220/110) \cdot \sqrt{3}}{(750/5) \cdot 3,5} = 0,31 \approx 0,3. \quad (96)$$

$$I_{нб.расч.} = (k_{пер} k_{одн} E + \Delta U) I_{КЗ} + \left| \frac{I_{1отв.р.неос.} - I_{1н.отв.}}{I_{1отв.р.неос.}} - \frac{I_{2отв.р.неос.} - I_{2н.отв.}}{I_{2отв.р.неос.}} \right| I_{КЗ}. \quad (97)$$

$$I_{нб.расч.} = \left((2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) + \left| \frac{3,8 - 3,5}{3,8} \right| \right) \cdot 4690 = 1543 \text{ A}.$$

Определяем коэффициент торможения защиты:

$$k_{торм} = \frac{I_{отс} \cdot I_{нб.расч.} \cdot \frac{I_{ном.В.осн.} - I_{ср.min}}{I_{отв.ном.осн.}}}{0,5 \cdot \Sigma I_{*торм.расч.} \cdot \frac{I_{отв.торм.расч} - I_{*торм.нач.}}{I_{отв.торм.ном}}}. \quad (98)$$

$$k_{торм} = \frac{1,5 \cdot (1543/165) \cdot (2,4/2,5) - 0,3}{0,5 \cdot (4690/165) \cdot \left(\frac{2,4}{2,5} + \frac{2,7}{2,5} \right) - 1} = 0,47.$$

Первичный ток срабатывания отсечки равен:

$$I_{c.отс} = 6 \cdot 2,5 \cdot \frac{(600/5)}{\sqrt{3}} = 1039 \text{ A.} \quad (99)$$

3) Защита трансформатора от перегрузки

На подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки действует на разгрузку или отключение трансформатора, а на подстанциях с обслуживающим персоналом защита действует с выдержкой времени на сигнал посредством токового реле, которое устанавливается только в одной фазе, поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трёх фазах, т.е. является симметричной.

Чтобы избежать излишних сигналов при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, предусматривается реле времени, обмотки которого должны быть рассчитаны на длительное прохождение тока.

На трёхобмоточных трансформаторах перегрузочная защита должна устанавливаться таким образом, чтобы она, во-первых - реагировала на перегрузку любой из трёх обмоток и, во-вторых, обеспечивала защиту при работе трансформатора в режиме, когда одна из обмоток отключена.

Руководствуясь этими соображениями, на трёхобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием перегрузочную защиту устанавливают только на питающей обмотке. При неравной мощности обмоток защита устанавливается на всех трёх обмотках.

Учитывая, что обмотки трансформатора имеют одинаковую мощность, защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 220 кВ трансформатора).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по формуле:

$$I_{C3} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном}, \quad (100)$$

где k_{omc} - коэффициент надёжности отстройки, $k_{omc} = 1,05$;

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 165 = 216,563, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле рассчитывается по формуле (91):

$$I_{CP} = 216,563 \cdot \frac{\sqrt{3}}{600/5} = 3,126, \text{ А.}$$

Таким образом, для защиты трансформатора от нагрузки применяемое токовое реле типа РТ-40/6 полностью подходит.

Выдержка времени защиты от перегрузки принимается $t_{c,3} = 9$ сек. Для отстройки от кратковременных перегрузок предусматриваем реле времени, рассчитанное на длительное прохождение тока в его обмотках – РВ-133 (диапазон уставок (1–20) сек).

4) Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями, а также возможны

ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

1.10 Надежность подстанции

1.10.1 Общие положения

Под надежностью понимается свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции, в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки «ГОСТ 27.002-83».

В энергетике – надёжность любой энергетической системы это бесперебойное снабжение электрической энергией в пределах допустимых значений её качества и исключения ситуаций опасных для людей и окружающей среды. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в энергетике наибольшее распространение получили так называемые элементные методы оценки надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных (в смысле анализа надежности) элементов, при этом функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов, отказов противоаварийной автоматики. Разделение на «элемент» и «систему» носит условный характер. При анализе надежности схемы подстанции выключатель представляется как система, вероятность отказа которой состоит из вероятности отказа разъединителей, вероятности отказа самого выключателя в статическом состоянии, вероятности отказа выключателя

в оперативном состоянии, вероятности отказа смежных с выключателем элементов, вероятности отказа релейной защиты и автоматики, вероятности отказа выключателя при оперативных переключениях.

Показатели надежности элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надежности энергосистем, электрических станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей /22/.

В качестве основных показателей надежности простых элементов схем электрических соединений приняты:

- параметр потока отказов (частота отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления элемента T_B , ч;
- продолжительность ремонтов T_R , ч;
- частота ремонтов (планового, капитального, текущего) μ , 1/год.

Для выключателей:

- $a_{оп}$, a_k – относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

1.10.2 Расчет надежности ОРУ – 220 и ОРУ – 110 кВ ПС «Новопетровка» в нормальном режиме работы.

Порядок выполнения расчетов надёжности подстанции/22/:

- составляется схема замещения;
- по справочным данным определяется исходная информация и показатели надежности для элементов схемы;
- определяется параметр потока отказов для последовательно соединенных элементов;

- определяется вероятность отказа для последовательно соединенных элементов;
- схема замещения сводится к параллельно соединенным блокам;
- определяются параметр потока отказов и вероятность отказа для параллельно соединенных блоков;
- определяется коэффициент простоя системы.

1) На основе однолинейной схемы ПС «Новопетровка», представленной на листе 2 графической части проекта, составляем схему замещения ОРУ – 220 и ОРУ – 110 кВ (с учётом смежных элементов) ПС с точки зрения надёжности «в соответствии с рисунком 1.3»

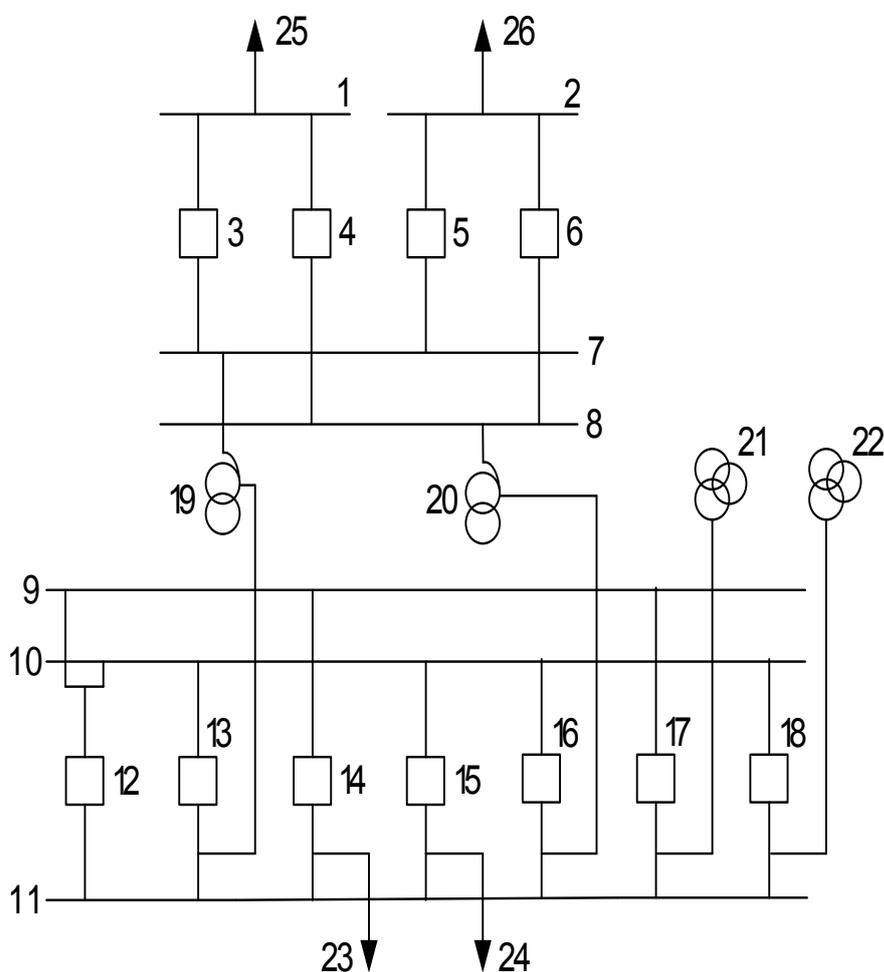


Рисунок 3 – Схема замещения ОРУ – 220 и ОРУ – 110 кВ

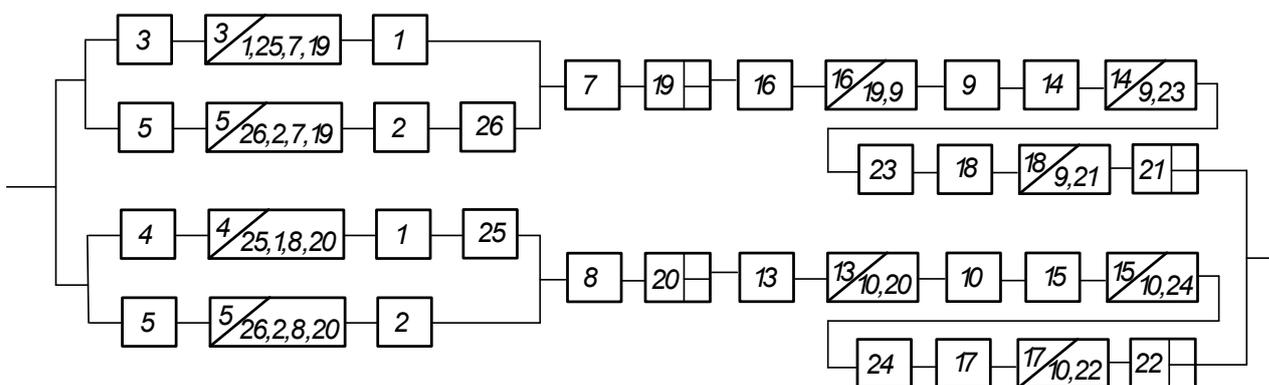


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения

2) Подготавливаем исходные данные к расчёту по всем элементам схемы по /22, 23, 24/. Исходные данные сводятся в таблицу 38, 39.

Таблица 38 – Исходные данные по элементам схемы

| Элемент | ω , 1/год | T_B , ч | μ , 1/год | T_P , ч |
|------------------------|------------------|-----------|---------------|-----------|
| АТ 63 МВ·А (№19,20) | 0,035 | 60 | 0,75 | 28 |
| Т 6,3 МВ·А (№21,22) | 0,035 | 60 | 0,75 | 28 |
| Выключатель 220 кВ | 0,0107 | 25 | 0,2 | 12 |
| Выключатель 110 кВ | 0,0072 | 20 | 0,2 | 10 |
| Шины 220 кВ (№1,2,7,8) | 0,013 | 5 | 0,166 | 3 |
| Шины 110 кВ (№9,10,11) | 0,016 | 5 | 0,166 | 4 |
| Разъединители 220 кВ | 0,01 | 7 | 0,166 | 12,8 |
| Разъединители 110 кВ | 0,01 | 11 | 0,166 | 8,15 |
| ВЛ 220 кВ (№25,26) | 0,34 | 14,3 | 2,8 | 17 |
| ВЛ 110 кВ (№23,24) | 0,89 | 8,8 | 2,1 | 14,5 |

Таблица 39 – Относительная частота отказов выключателей

| Элемент | $U_{ном}$, кВ | $a_{оп}$ | $a_{кз}$ |
|-------------|----------------|----------|----------|
| Выключатель | 220 | 0,004 | 0,003 |
| Выключатель | 110 | 0,004 | 0,003 |

Вероятность отказа основных защит:

$q_{дзт} = 0,0044$ - дифференциальной защиты трансформатора;

$q_{газ} = 0,000525$ - газовой защиты трансформатора;

$q_{дзш} = 0,0096$ - дифференциальной защиты шин;

$q_{дзл} = 0,0012$ - дифференциальной защиты линий.

T_r - число часов в году, $T_r = 8760ч$.

3) Определяются показатели надёжности каждого элемента.

Вероятность отказа определяем по формуле

$$q = \frac{\omega \cdot t_B}{T_r}. \quad (101)$$

Вероятность безотказной работы элементов схемы

$$p = 1 - q. \quad (102)$$

По формуле (101) рассчитываем автотрансформаторы, трансформаторы, выключатели, разъединители и шины на всех уровнях напряжения, результаты заносим в таблицу 40.

Таблица 40 – Вероятности отказа всех элементов схемы в статическом состоянии

| Элементы | q_i |
|--|------------------------|
| АТ 63 МВ·А (№19,20) | $239,73 \cdot 10^{-6}$ |
| Т 6,3 МВ·А (№21,22) | $239,73 \cdot 10^{-6}$ |
| Выключатель 220 кВ | $30,54 \cdot 10^{-6}$ |
| Выключатель 110 кВ | $16,44 \cdot 10^{-6}$ |
| Шины 220 кВ (№1,2,7,8) | $7,42 \cdot 10^{-6}$ |
| Шины 110 кВ (№9,10,11) | $9,13 \cdot 10^{-6}$ |
| Разъединители 220 кВ | $7,99 \cdot 10^{-6}$ |
| Разъединители 110 кВ | $12,56 \cdot 10^{-6}$ |
| ВЛ 220 кВ (Амурская) 60 км (элемент №25) | $333 \cdot 10^{-6}$ |
| ВЛ 220 кВ (Благовещенск) 70 км (элемент №26) | $388,5 \cdot 10^{-6}$ |
| ВЛ 110 кВ (Натальино) 43 км (элемент №23) | $384,4 \cdot 10^{-6}$ |
| ВЛ 110 кВ (Сергеевка) 40 км (элемент №24) | $357,6 \cdot 10^{-6}$ |

Для выключателей вероятность отказа и частота отказов рассчитывается с учётом отказа в статическом состоянии, отказа при автоматическом отключении смежных повреждённых элементов, отказа при оперативных переключениях.

$$q = \frac{\omega_{CT.B} \cdot T_{B.B}}{8760} + n \cdot \frac{\omega_P \cdot T_{B.P}}{8760} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(\sum_{i=1}^n q_{CM} \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n q_{PЗ} \right) + \frac{a_{оп} \cdot N_{оп}}{8760}, \quad (103)$$

$$\omega = \omega_{CT.B} + n \cdot \omega_P + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(\sum_{i=1}^n \omega_{CM} \right) + \frac{a_{оп} \cdot N_{оп}}{8760}, \quad (104)$$

где $\omega_{CT.B}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии, 1/год;

$T_{B.B}$ – среднее время восстановления выключателя, ч;

n – число разъединителей присоединённых к выключателю;

ω_P – частота отказов разъединителей, 1/год;

$T_{B.P}$ – время восстановления разъединителя, ч;

$a_{кз}$ – удельная частота отказов выключателя при отключениях к. з.;

a – коэффициент учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{АПВ}$ – коэффициент неуспешного срабатывания АПВ, $K_{АПВ} = 0,304$;

q_{CM} – вероятность отказа смежных элементов;

$q_{PЗ}$ – вероятность отказа релейных защит;

$a_{оп}$ – удельная частота отказов выключателя при оперативных переключениях;

$N_{оп}$ – число оперативных переключений в год на присоединение /11/;

Для примера рассмотрим, вероятность отказа выключателя №3 на ОРУ-220 кВ рассчитывается по формуле (). Смежными элементами являются: шина 1, линия 25, шина 7, автотрансформатор 19.

$$q_{ТВ} = \frac{\omega_{CT.B} \cdot T_{B.B}}{8760} + n \cdot \frac{\omega_P \cdot T_{B.P}}{8760} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (q_{ЛТ} + n_{np} \cdot q_{Ш} + q_{Л}) \cdot (q_{ДЗТ} + q_{ГАЗ} + q_{ДЗШ}) + \frac{a_{оп} \cdot N_{оп}}{8760}, \quad (105)$$

$$q_{TB} = 30,54 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 7,99 \cdot 10^{-6} + 0,003 \cdot (1 + 0 \cdot 0,304) \cdot (239,73 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 7,42 \cdot 10^{-6} + 333 \cdot 10^{-6}) \cdot (0,0044 + 0,000525 + 0,0096) + \frac{0,004 \cdot 6}{8760} = 22,29 \cdot 10^{-6},$$

а частоту отказов по формуле:

$$\omega = \omega_{CT.B} + n \cdot \omega_P + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\omega_{AT} + n_{np} \cdot \omega_{Ш}) + \frac{a_{оп} \cdot N_{оп}}{8760}, \quad (106)$$

$$\omega = 0,0107 + 2 \cdot 0,01 + 0,003 \cdot (1 + 0 \cdot 0,304) \cdot (0,035 + 2 \cdot 0,013 + 0,34) + \frac{0,004 \cdot 6}{8760} = 0,032.$$

Аналогично рассчитываем остальные выключатели, рассчитанные по формулам (105) и (106), показатели надёжности заносим в таблицу 41.

Таблица 41 – Вероятность отказа выключателей схемы

| Выключатель | q_i | ω_i |
|------------------------|-----------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Выключатель 220 кВ №3 | $22,29 \cdot 10^{-6}$ | 0,032 |
| Выключатель 220 кВ №4 | $22,29 \cdot 10^{-6}$ | 0,032 |
| Выключатель 220 кВ №5 | $22,29 \cdot 10^{-6}$ | 0,032 |
| Выключатель 220 кВ №6 | $22,29 \cdot 10^{-6}$ | 0,032 |
| Выключатель 110 кВ №13 | $44,31 \cdot 10^{-6}$ | 0,02740 |
| Выключатель 110 кВ №14 | $44,33 \cdot 10^{-6}$ | 0,03004 |
| Выключатель 110 кВ №15 | $44,33 \cdot 10^{-6}$ | 0,03004 |
| Выключатель 110 кВ №16 | $44,31 \cdot 10^{-6}$ | 0,02740 |
| Выключатель 110 кВ №17 | $35,56 \cdot 10^{-6}$ | 0,02365 |
| Выключатель 110 кВ №18 | $35,56 \cdot 10^{-6}$ | 0,02365 |

4) Эквивалентруется схема замещения «в соответствии с рисунком 1.4» и определяется вероятность отказа и интенсивность потока отказов последовательно соединённых элементов.

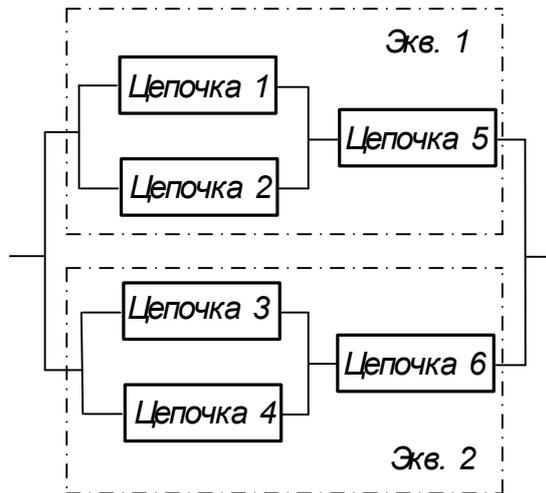


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения

Вероятность отказа сэквивалентированных последовательных элементов находим по формуле:

$$q_{\text{Экв.}} = \sum_{i=1}^n q_i, \quad (107)$$

$$q_{\text{Ц1}} = q_3 + q_1 = 2,229 \cdot 10^{-5} + 7,99 \cdot 10^{-6} = 3,028 \cdot 10^{-5}.$$

$$q_{\text{Ц2}} = q_5 + q_2 + q_{26} = 2,229 \cdot 10^{-5} + 7,99 \cdot 10^{-6} + 3,885 \cdot 10^{-4} = 4,188 \cdot 10^{-4}.$$

Интенсивность потока отказов для последовательно соединённых элементов определяется по формуле:

$$\omega_{\text{Экв.}} = \sum_{i=1}^n \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (108)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб.}}$ – наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$$\omega_{\text{Ц1}} = \omega_3 + \omega_1 + \omega_{\text{пр.наиб.}} = 0,032 + 0,013 + 0,032 = 0,077.$$

$$\omega_{\text{Ц2}} = \omega_5 + \omega_2 + \omega_{26} + \omega_{\text{пр.наиб.}} = 0,032 + 0,013 + 0,034 + 0,034 = 0,113.$$

5) Определяется вероятность отказа и интенсивность потока отказов параллельно соединённых элементов.

Интенсивность потока отказов для двух параллельно соединённых элементов определим как:

$$\omega_I = \omega_{Ц1} \cdot q_{Ц2} + \omega_{Ц2} \cdot q_{Ц1} + \omega_{Ц1}^* \cdot q_{Ц.ПР.НБ.2} + \omega_{Ц2}^* \cdot q_{Ц.ПР.НБ.1} \quad (109)$$

$$\omega_{Ц1}^* = \omega_{Ц1} - \omega_{ПР.НБ.1} \quad (110)$$

$$\omega_{Ц1}^* = 0,077 - 0,032 = 0,045.$$

$$\omega_{Ц2}^* = 0,725 - 0,34 = 0,385.$$

$$q_{Ц.ПР.НБ.1} = \frac{\omega_{ПР.НБ.1} \cdot t_{В.ПР.НБ.1}}{T_2} \quad (111)$$

$$q_{Ц.ПР.НБ.1} = \frac{0,032 \cdot 25}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-5}.$$

$$q_{Ц.ПР.НБ.2} = \frac{0,34 \cdot 25}{8760} = 9,703 \cdot 10^{-4}.$$

$$\begin{aligned} \omega_I &= \omega_{Ц1} \cdot q_{Ц2} + \omega_{Ц2} \cdot q_{Ц1} + \omega_{Ц1}^* \cdot q_{Ц.ПР.НБ.2} + \omega_{Ц2}^* \cdot q_{Ц.ПР.НБ.1} = \\ &= 0,077 \cdot 4,188 \cdot 10^{-4} + 0,725 \cdot 3,028 \cdot 10^{-5} + 0,045 \cdot 9,703 \cdot 10^{-4} + \\ &+ 0,385 \cdot 9,132 \cdot 10^{-5} = 1,33 \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

Эквивалентный параметр вероятности отказа определяется по формуле:

$$q_I = \frac{q_{Ц1} \cdot q_{Ц2} + K_{ПР1} \cdot \omega_{Ц1}^* \cdot t_{В.ПР.НБ.1} \cdot q_{Ц2} + K_{ПР2} \cdot \omega_{Ц2}^* \cdot t_{В.ПР.НБ.2} \cdot q_{Ц1}}{T_2}, \quad (112)$$

где $t_{В.ПР.НБ.}$ - среднее время восстановления цепочки,

$K_{ПР1}$ - коэффициент учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения 1 элемента и аварийно отключенного другого.

$$K_{ПР1} = 1 - e^{-\frac{t_{В.ПР.НБ.1}}{t_{B2}}} \quad (113)$$

Время восстановления для каждой цепи:

$$\hat{t}_{B1} = \frac{q_{Ц1}}{\omega_{Ц1}^*} \cdot T_{Г} \quad (114)$$

$$\hat{t}_{B1} = \frac{3,028 \cdot 10^{-5}}{0,045} \cdot 8760 = 5,895$$

$$\hat{t}_{B2} = \frac{4,188 \cdot 10^{-4}}{0,385} \cdot 8760 = 9,529$$

б) Определяем коэффициент простоя системы:

$$K_{np.1} = 1 - e^{-25/9,529} = 0,927.$$

$$K_{np.1} = 1 - e^{-25/5,895} = 0,986$$

$$q_I = \frac{q_{Ц1} \cdot q_{Ц2} + K_{ПР1} \cdot \omega_{Ц1}^* \cdot t_{B.ПР.НБ.1} \cdot q_{Ц2} + K_{ПР2} \cdot \omega_{Ц2}^* \cdot t_{B.ПР.НБ.2} \cdot q_{Ц1}}{T_2} =$$

$$= (3,028 \cdot 10^{-5} \cdot 4,188 \cdot 10^{-4} + 0,927 \cdot 0,045 \cdot 4,188 \cdot 10^{-4} +$$

$$+ 0,986 \cdot 0,385 \cdot 3,028 \cdot 10^{-5}) \cdot \frac{1}{T_2} = 8,267 \cdot 10^{-8}$$

Для остальных цепей расчёт проводим аналогично, результаты расчёта сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Результаты расчёта параметров схемы замещения

| №цепи | q_i | ω_i | ω_i^* | $q_{Ц.ПР.НБ.i}$ | $\hat{t}_{B.i}$ | K_{np} |
|-----------|-----------------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------|----------|
| Цепочка 1 | $3,028 \cdot 10^{-5}$ | 0,077 | 0,045 | $9,132 \cdot 10^{-5}$ | 5,895 | 0,927 |
| Цепочка 2 | $4,188 \cdot 10^{-4}$ | 0,725 | 0,385 | $9,703 \cdot 10^{-4}$ | 9,529 | 0,986 |
| Цепочка 3 | $3,633 \cdot 10^{-4}$ | 0,725 | 0,385 | $9,703 \cdot 10^{-4}$ | 9,529 | 0,986 |
| Цепочка 4 | $3,028 \cdot 10^{-5}$ | 0,077 | 0,045 | $9,132 \cdot 10^{-5}$ | 5,895 | 0,951 |
| Цепочка 5 | $1,005 \cdot 10^{-3}$ | 1,96 | 1,07 | $6,096 \cdot 10^{-3}$ | 8,228 | 0,999 |
| Цепочка 6 | $9,785 \cdot 10^{-4}$ | 1,96 | 1,07 | $6,096 \cdot 10^{-3}$ | 8,009 | 0,999 |

В результате получаем:

$$q_{\text{Экв}} = \frac{q_{Ц5} \cdot q_{Ц6} + K_{\text{ПП5}} \cdot \omega_{Ц5}^* \cdot t_{\text{В.ПР.НБ.5}} \cdot q_{Ц6} + K_{\text{ПП6}} \cdot \omega_{Ц6}^* \cdot t_{\text{В.ПР.НБ.6}} \cdot q_{Ц5}}{T_2} =$$

$$= 1,453 \cdot 10^{-5}.$$

Интенсивность потока отказов системы:

$$\omega_{\text{Экв}} = \omega_{Ц5} \cdot q_{Ц6} + \omega_{Ц6} \cdot q_{Ц5} + \omega_{Ц5}^* \cdot q_{Ц.ПР.НБ.6} + \omega_{Ц6}^* \cdot q_{Ц.ПР.НБ.5} = 0,017.$$

Вероятность безотказной работы системы:

$$p_C = 1 - q_C = 1 - 1,453 \cdot 10^{-5} = 0,9999854. \quad (115)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{BC}} = \frac{q_C}{\omega_C} \cdot T_T = \frac{1,453 \cdot 10^{-5}}{0,017} \cdot 8760 = 7,517 \text{ часов.} \quad (116)$$

Время безотказной работы:

$$T_C = \frac{1}{\omega_C} = \frac{1}{0,017} = 59,044 \text{ года.} \quad (117)$$

Расчётное время безотказной работы:

$$T_P = \ln(1 - \alpha) \cdot T_C = 0,105 \cdot 59,044 = 6,2 \text{ года.} \quad (118)$$

Также необходимо определить коэффициент готовности и простоя ПС:

$$K_{\text{П}} = \frac{t_{\text{B.C}}}{T_C + t_{\text{B.C}}} \quad (119)$$

$$K_{\text{Г}} = \frac{T_C}{T_C + t_{\text{B.C}}} \quad (120)$$

$$K_{\text{Г}} = \frac{59,004}{59,004 + 7,517} = 0,887.$$

$$K_{\text{П}} = \frac{7,517}{59,044 + 7,417} = 0,113.$$

Проверка:

$$K_{II} + K_{Г} = 1,$$

0,887+0,113 = 1 – условие выполняется.

Чтобы провести сравнительный анализ параметров надёжности схемы подстанции (ОРУ - 220 и 110 кВ), производится вывод линии 110 кВ на ПС Сергеевка в ремонт. Расчёт надёжности схемы ПС проводится аналогично вышеприведенному, изменяется только схема замещения.

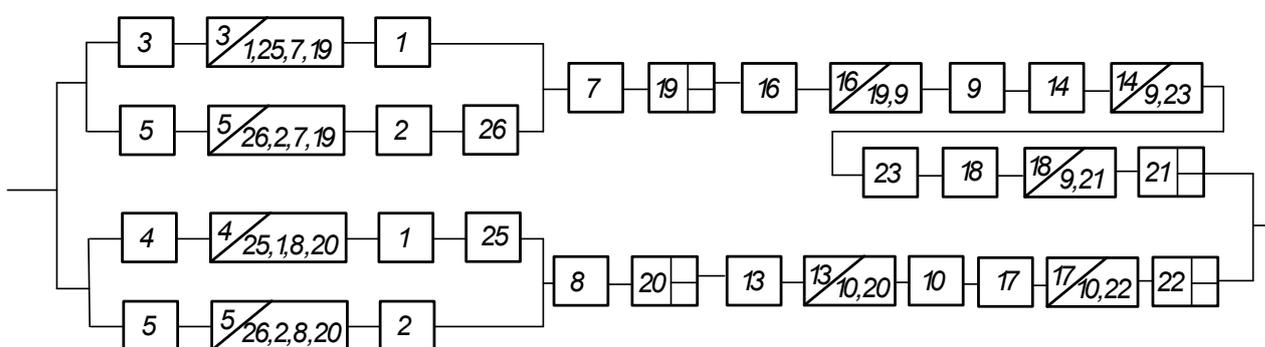


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения

Результаты расчёта сведены в таблицу 43.

Таблица 43 – Результаты расчёта параметров схемы замещения

| №цепи | q_i | ω_i | ω_i^* | $q_{Ц.ПР.НБ.i}$ | $\hat{t}_{В.i}$ | K_{np} |
|-----------|-----------------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------|----------|
| Цепочка 1 | $3,028 \cdot 10^{-5}$ | 0,077 | 0,045 | $9,132 \cdot 10^{-5}$ | 5,895 | 0,927 |
| Цепочка 2 | $4,188 \cdot 10^{-4}$ | 0,725 | 0,385 | $9,703 \cdot 10^{-4}$ | 9,529 | 0,986 |
| Цепочка 3 | $3,633 \cdot 10^{-4}$ | 0,725 | 0,385 | $9,703 \cdot 10^{-4}$ | 9,529 | 0,986 |
| Цепочка 4 | $3,028 \cdot 10^{-5}$ | 0,077 | 0,045 | $9,132 \cdot 10^{-5}$ | 5,895 | 0,951 |
| Цепочка 5 | $1,005 \cdot 10^{-3}$ | 1,96 | 1,07 | $6,096 \cdot 10^{-3}$ | 8,228 | 0,832 |
| Цепочка 6 | $5,765 \cdot 10^{-4}$ | 0,185 | 0,15 | $2,397 \cdot 10^{-4}$ | 33,629 | 0,9993 |

Нормальный режим:

$$q_C = 1,454 \cdot 10^{-5},$$

$$p_C = 0,9999854,$$

$$\omega_C = 0,017 \text{ 1/год},$$

$$t_{BC} = 7,521 \text{ часа},$$

$$T_C = 59,046 \text{ года},$$

$$T_P = 6,2 \text{ года}.$$

Аварийный режим:

$$q_C = 4,55 \cdot 10^{-6},$$

$$p_C = 0,9999954,$$

$$\omega_C = 2,488 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год},$$

$$t_{BC} = 16,017 \text{ часа},$$

$$T_C = 401,870 \text{ года},$$

$$T_P = 42,197 \text{ года}.$$

Надёжность схемы увеличилась на:

$$\Delta T_P = \frac{42,197 - 6,2}{42,197} \cdot 100\% = 85,3 \text{ \%}.$$

2 УРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

2.1 Назначение и область применения УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателей предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающегося отказом выключателя (или выключателей); УРОВ также должно действовать и при КЗ в зоне между трансформаторами тока и выключателем (если защиты присоединены к выносным трансформаторам тока). Устройство резервирования при отказе выключателей пускается при действии защит поврежденного элемента и при срабатывании осуществляет отключение выключателей, смежных с отказавшим, с выдержкой времени, большей времени отключения выключателя. УРОВ должны предусматриваться при проектировании, как правило, на всех объектах, имеющих выключатели 110 кВ и выше. Это объясняется неэффективностью дальнего резервирования (недостаточная в ряде случаев чувствительность, отключение большого числа элементов, большое время отключения). Следует подчеркнуть, что при широком распространении системы ближнего резервирования защит линий отказ от УРОВ даже в сетях 110 кВ нелогичен, поскольку средняя вероятность отказа выключателя значительно выше, чем вероятность отказа срабатывания защиты линии; указанное видно, например, из следующего рассмотрения.

Коэффициент неготовности отключения выключателя при КЗ может быть оценен по выражению:

$$q_B = \frac{n_{O,B}}{n_{T,OT,B}}, \quad (121)$$

где $n_{O,B}$, $n_{T,OT,B}$ – среднегодовое число отказов в отключении выключателя и требований отключения выключателя при КЗ соответственно. Примем по справочным данным $n_{O,B}$ равным среднему числу требуемых срабатываний в год УРОВ $n_{O,B} \approx 120$; значение $n_{T,OT,B}$ с большим приближением в сторону

запаса может быть принято равным числу эффективных срабатываний в год защит линий 110 – 220 кВ $n_{T,OT,B}=2771/(1-0,59)$, где 2771 – среднегодовое число эффективных срабатываний дифференциально-фазной ВЧ защиты; 0,59 – доля линий 110–220 кВ, не имеющих отдельной основной защиты.

Таким образом:

$$q_B = \frac{n_{O,B}}{n_{T,OT,B}} = \frac{120}{\frac{2771}{1-0,59}} \approx 0,018,$$

то есть в среднем один отказ на 50 отключений КЗ. Число случаев эффективных срабатываний УРОВ значительно превышает число случаев ОС защит линии. Все это позволяет считать, что применение УРОВ с точки зрения резервирования при отключении КЗ является более эффективным мероприятием, чем ближнее резервирование защит. В связи с указанным необходимо подчеркнуть, что внедрение УРОВ в большом объеме возможно только при обеспечении его эффективности в более широком смысле слова, т. е. при условии одновременного применения действенных мероприятий, направленных на снижение вероятности его ложных и излишних срабатываний.

2.2 Основные принципы выполнения УРОВ

Ниже рассматриваются принципы, положенные в основу схем УРОВ, отражающие многолетний опыт разработок, проектирования и эксплуатации.

1) При срабатывании УРОВ должно действовать в следующих направлениях:

- для схем со сборными шинами с одним выключателем в цепи каждого элемента (присоединения) – на отключение системы (секции) шин через выходные промежуточные реле защиты шин – при КЗ на одном из отходящих от данной системы (секции), шип элементов, сопровождающемся отказом в действии выключателя поврежденного элемента, а также при КЗ на соседней

системе (секции) шин, сопровождающемся отказом в действии шиносоединительного (секционного) выключателя;

- на отключение трансформатора (автотрансформатора) – при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии его выключателя со стороны рассматриваемых шин;

- на остановку ВЧ передатчиков ВЧ защиты с блокирующим сигналом или на разрыв вспомогательных приводов продольной дифференциальной защиты линии – при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии выключателя линии, оборудованной указанными защитами; рассмотренное действие УРОВ обеспечивает отключение выключателя противоположного конца линии;

- для схем электрических соединений, в которых на одно присоединение приходится более одного выключателя (полупотная, шины—трансформатор, многоугольник и др.) – на отключение неповрежденного элемента (например, системы шин, линии, автотрансформатора), для которого отказавший выключатель является общим с поврежденным элементом (см. также п. «и», «к»).

2) Пуск устройства осуществляется от всех защит поврежденного присоединения, при отказе выключателя которого устройство должно действовать; пуск выполняется контактами выходных промежуточных реле этих защит.

3) Выдержка времени устройства, необходимая для фиксации отказа выключателя, создается с помощью специально предусматриваемых в схемах реле времени. Указанная выдержка времени должна быть отстроена "от" времени отключения выключателя с учетом времени возврата устройства (определяемого для большинства случаев временем возврата реле тока УРОВ — см. п.п. 4), погрешности реле времени и необходимого запаса. В зависимости от конкретных условий и применяемой аппаратуры эта выдержка времени может находиться в пределах примерно 0,3–0,45 с (верхний предел относится, например, к двухцепным линиям на общих

опорах, если считается целесообразным учитывать возможность перехода КЗ с одной линии на другую и, следовательно, время отключения последовательно двух выключателей). В общем случае следует принимать указанное время по возможности наименьшим. Это требуется по условию сохранения устойчивости работы энергосистемы (что особенно важно для сетей сверхвысокого напряжения), а также для уменьшения выдержек времени резервных защит (например, вторых, а в некоторых случаях также и третьих ступеней защит линий), выбираемых для обеспечения селективности с учетом времени срабатывания УРОВ на противоположных концах. Отметим, что при использовании для выполнения УРОВ (и его реле тока) новой, более совершенной аппаратуры на базе ИМС выдержка времени его может быть существенно уменьшена (при быстродействующих выключателях 0,15–0,2 с).

Число используемых в схемах реле времени определяется необходимостью устранения возможных обходных связей между защитами элементов подстанции через УРОВ в связи с тем, что для отключения от УРОВ выключателей, смежных с отказавшим, и для пуска УРОВ используются одни и те же выходные реле защиты, а также требованием обеспечения действия УРОВ как при отказе выключателя после срабатывания защит резервируемого элемента, так и при последующих (отказах выключателя в процессе действия УРОВ).

4) В цепи каждого выключателя предусматривается реле тока, предназначенное для возврата схемы при отсутствии отказа выключателя. Одновременно оно используется в цепях определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и выносными трансформаторами тока и выбора направления (адреса) действия устройства. Последнее принципиально необходимо в основном: при связи отдельных элементов (линий, трансформаторов) на резервируемой стороне через дна и более выключателя; при КЗ на шинах – для выявления отказа шиносоединительного (секционного) выключателя, выключателя трансформатора или линии (последнее – когда предусматривается отключение

ее выключателей с противоположной стороны). При применении электромеханических реле тока для повышения надежности возврата схемы при отсутствии отказа выключателя и выбора адреса действия УРОВ считается обязательным предусматривать по два реле тока в цепи каждого выключателя с последовательным соединением их контактов с целью резервирования указанных функций этих реле в рассмотренных выше случаях при наличии защит, которые могут не возвращаться в исходное положение после отключения повреждения (например, газовой защиты трансформатора, технологических защит блока турбогенератор – трансформатор), или защит, которые имеют удерживание выходного сигнала на заданное время (например, защиты трансформатора), а также при наличии продольных дифференциальных защит, которые могут продолжать действовать и после отключения выключателя на данной стороне. Так, например, установка двух реле тока УРОВ в цепи шиносоединительного (секционного) выключателя обеспечивает более высокую надежность возврата устройства, что исключает излишнее срабатывание УРОВ на отключение системы (секции) шин при КЗ на смежной системе (секции) шин с отказом выключателя любого элемента и невозврате реле тока в цепи шиносоединительного (секционного) выключателя. Установка двух реле тока в цепях УРОВ обязательна при существенно большем времени возврата защиты как обеспечивающая снижение времени срабатывания УРОВ.

В целях повышения надежности несрабатывания УРОВ целесообразно также устанавливать по два реле тока и в цепях выключателей других присоединений, например линий, присоединяемых к шинам через один выключатель. При использовании существующих типовых панелей защит линий 110— 220 кВ на электромеханических реле это мероприятие не приводит к дополнительному расходу аппаратуры, поскольку на этих панелях устанавливается по два реле тока УРОВ (в расчете на линию с двумя выключателями).

В случаях, когда не предусматривается пофазное отключение от защит (например, в сетях 110—220 кВ), как правило, используется трехфазное реле тока. В случаях, когда предусматривается пофазное отключение выключателя (например, на линиях напряжением 330 кВ и выше, оборудованных устройством ОАПВ), предусматриваются и реле тока, включаемые на токи соответствующих фаз.

Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности наименьшим. Он должен удовлетворять требованию чувствительности при КЗ на элементе, в цепи выключателя которого оно устанавливается, и быть отстроен от максимального емкостного тока линии (для УРОВ выключателей с пофазными приводами, например, при наличии на линии ОАПВ). Эта отстройка предотвращает ложное или излишнее срабатывание УРОВ в случаях, когда при отключении линии происходит отказ выключателя неповрежденной фазы; реле тока этой фазы остается в срабатывавшем положении под влиянием емкостного тока линии, и при этом срабатывает защита линии, например, от неполнофазного режима (отключение линии производилось от ключа) или от КЗ (при неуспешном автоматическом повторном включении поврежденных фаз). Целесообразность указанной отстройки в общем случае должна определяться с учетом необходимости обеспечения чувствительности реле тока УРОВ и сопоставления возможных последствий при рассматриваемом ложном или излишнем действии УРОВ и при ложном срабатывании защит сети под влиянием емкостного тока линии, включенной под напряжение не всеми фазами. В остальных случаях определяющим для выбора тока срабатывания реле является его длительная термическая стойкость.

Время возврата реле тока УРОВ, влияющее на время срабатывания устройства, должно быть по возможности минимальным.

5) Для предотвращения пуска устройства резервирования при ошибочных действиях персонала в схемах УРОВ предусматриваются специальные мероприятия. Существующие схемы УРОВ различаются по

принципам выполнения указанных мероприятий. В последние годы нашли преимущественное распространение два основных принципа: дублированного пуска от защит с использованием реле положения «включено» (РПВ) выключателя (предложен В.М. Елфимовым) и автоматической проверки исправности выключателей (предложен В.М. Ермоленко и В.Н. Красевой). При использовании первого принципа для пуска УРОВ предусматривается по одному контакту каждой группы выходных реле защиты элемента, кроме того, в пусковые цепи устройства введен размыкающий контакт реле положения «включено» выключателя. Обмотка этого реле шунтируется при замыкании контакта выходного реле защиты, действующего на отключение выключателя; таким образом, указанный контакт РПВ включается логически последовательно с соответствующим контактом выходного реле защиты. Пуск с использованием контактов РПВ не имеет основного недостатка дублированного пуска с использованием двух контактов выходного реле защит – возможности неправильного действия устройства резервирования при выведенной цепи на отключение выключателей от защиты с сохранением цепи пуска устройства резервирования от нее. Основным преимуществом схем с дублированным пуском от защит с использованием РПВ выключателя является осуществление пуска только при действии защиты на отключение. Этим устраняется преобладающая часть случаев возникновения пусковых сигналов, создающих возможность излишнего срабатывания УРОВ (например, при действии защиты с выведенной цепью отключения выключателя по режимным условиям и ошибочном сохранении цепи пуска) или ложного срабатывания (при проверке персоналом защит на включенном оборудовании с сохранением цепи пуска). Некоторое ограничение в применении данной схемы вызвано опасением отсутствия пуска УРОВ от защиты при обрыве в цепи отключения от этой защиты. Однако вероятность обрыва указанной цепи представляется весьма малой, в особенности, если учесть принятое в настоящее время широкое применение резервирования

защит линий, при котором должны дублироваться указанные цели отключения. Обрыв цепи отключения по причине сгорания контакта выходного промежуточного реле маловероятен в связи с шунтированием этой цепи от реле блокировки от многократного включения. Отметим, что опыт эксплуатации не подтверждает рассматриваемых опасений.

В схемах с автоматической проверкой исправности выключателя появление пускового сигнала от защиты одного элемента приводит к опережающему отключению без выдержки времени его выключателей. Указанное отключение предотвращает ложное и излишнее действие УРОВ на отключение других элементов благодаря возврату реле тока, контролирующей пусковую цепь. Необходимость отключения неповрежденного элемента в рассматриваемом случае является недостатком схемы по сравнению со схемой с РПВ выключателя; кроме того, если при таком отключении произойдет отказ выключателя, УРОВ будет действовать на отключение системы (секции) шин. При использовании схем с автоматической проверкой исправности должны учитываться указанные их недостатки. Применение таких схем в общем случае допустимо, в первую очередь, когда отключение от УРОВ отдельных элементов в порядке автоматической проверки исправности их выключателей не влечет за собой тяжелых последствий (п.п. б). В остальных случаях должно применяться как более эффективное УРОВ с дублированным пуском от защит с реле РПВ выключателей.

При выборе одного из двух рассматриваемых принципов должны учитываться также различия в выполнении выходных цепей защит. В защитах линий 110–220 кВ до последнего времени для вывода защиты из действия предусматривались накладки непосредственно в цепях отключения выключателей и в цепях пуска УРОВ, что повышало вероятность ошибок персонала, приводящих к неправильному действию УРОВ, и являлось одной из причин применения в рассматриваемых случаях схем УРОВ с дублированным пуском от защит с РПВ выключателей. На линиях 330 кВ и

выше действие всех защит линии осуществляется через схему ОАПВ и общие выходные реле на панели АПВ или через общую группу выходных промежуточных реле на панели резервных защит, при этом накладки для вывода защит устанавливаются в цепях каждой защиты до выходных реле, а в цепи пуска УРОВ не устанавливаются. Этим исключаются излишние и ложные срабатывания УРОВ из-за невыведенной накладки в цепи пуска УРОВ от защит.

б) В соответствии с изложенным в п.п. 5 институтом «Энергосетьпроект» разработаны и рекомендуются два основных типа схем УРОВ, нашедших наибольшее распространение на практике:

- для выключателей 110–220 кВ – централизованные УРОВ преимущественно с дублированным пуском от защит с использованием РПВ выключателя;

для выключателей 330 кВ и выше – только индивидуальные УРОВ с автоматической проверкой исправности выключателя. Указанная область применения обусловлена особенностями обоих принципов и различием применяемых схем электрических соединений станций и подстанций в зависимости от номинального напряжения распределительного устройства. Подстанции 110 – 220 кВ со сборными шинами выполняются, как правило, с одним выключателем на присоединение, подстанции 330 кВ и выше – с установкой на одно присоединение более одного выключателя (например, схемы «полуторная», шины – трансформатор). Применение централизованного УРОВ для подстанций ПО—220 кВ обусловлено стремлением обеспечить высокую его надежность, поскольку его ложное или излишнее срабатывание (например, в результате ошибочного действия персонала) может привести к обесточению одной или даже обеих систем или секций шин, т. е. к потере половины или даже всей подстанции. Применение централизованного УРОВ, размещенного на одной панели, дает возможность более просто обеспечить его эксплуатацию со специальными мерами предосторожности, снижающими вероятность ошибок персонала; кроме того, централизованное УРОВ по

сравнению с несколькими индивидуальными относительно проще, что упрощает эксплуатацию и повышает его надежность. В частности, по сравнению с индивидуальными УРОВ централизованный УРОВ содержит меньшее число реле времени, что повышает надежность благодаря более частой проверке при КЗ на любом элемент. Применение в устройстве дублированного пуска от защит с РПВ выключателя еще более повышает его надежность несрабатывания.

На объектах 330 кВ и выше ложное или излишнее действие УРОВ в порядке автоматической проверки вызывает отключение лишь одного элемента, т. е. имеет те же последствия, что и неправильное срабатывание защиты присоединения. В связи с этим, а также с учетом сложности схемы централизованного УРОВ для подстанций с числом выключателей на присоединение, большим одного, и с линиями, оборудованными ОАПВ, признано целесообразным для выключателей 330 кВ и выше применение не централизованного, а индивидуальных УРОВ. Целесообразность выполнения последнего с автоматической проверкой исправности выключателя обосновывается рассмотренными в п. «д» особенностями выходных цепей защит, а также дополнительными усложнениями схемы в случае применения для линий с ОАПВ УРОВ с дублированным пуском с РПВ выключателя.

7) Предусматривается возможность срабатывания УРОВ не только при отказе выключателя после срабатывания защиты, но и при последовательном отказе второго и третьего выключателей после первого и второго срабатываний УРОВ.

8) При выполнении схем учитывается, что для обеспечения надежного пуска УРОВ (в большинстве случаев выполнения его на электромеханических реле) в схемах соответствующих защит должны предусматриваться меры по удерживанию пускового сигнала от защит, если последний может вернуться до ликвидации повреждения. Например, в схемах дифференциальной токовой защиты шин для пуска УРОВ

осуществляется удерживание выходных промежуточных реле на заданное время. Последнее необходимо, поскольку при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом выключателя одного из элементов, а также при КЗ в зоне между выключателем и соответствующими трансформаторами тока дифференциальная защита шин, пускающая УРОВ, может оказаться нечувствительной после отключения всех питающих присоединений (кроме присоединения с отказавшим выключателем). В схемах защиты трансформатора (автотрансформатора) выполняется удерживание выходных промежуточных реле защиты на заданное время, что обеспечивает надежный пуск УРОВ при повреждении с отказом выключателя, сопровождающимся кратковременным замыканием контактов газового реле или слабым питанием через отказавший выключатель. В схемах защит линий также предусматривается подхват отключающего сигнала для удерживания цепи пуска УРОВ (например, при кратковременном срабатывании устройства блокировки при качаниях, при срабатывании направленного реле сопротивления «по памяти», при переориентации фильтрового реле направления мощности в случае неполнофазного отключения выключателя и т. д.). Указанные меры могут не предусматриваться, если они реализованы в самой схеме УРОВ.

9) Как указывалось в п.п. 1, в схемах УРОВ предусматривается действие его на остановку ВЧ передатчиков защит линий при КЗ на шинах с отказом выключателя одной из линий, что необходимо для отключения этой линии с противоположного конца. Действие УРОВ на остановку ВЧ передатчиков защиты линии предусматривается также при КЗ в трансформаторе с отказом его выключателя, общего с данной линией (например, в схемах «многоугольника»). В этих случаях также может предусматриваться при действии УРОВ передача отключающего сигнала на противоположный конец линии.

10) В схемах УРОВ при повреждении в трансформаторе (автотрансформаторе) и отказе его выключателя предусматривается за-

прещение АПВ элемента, для которого отказавший выключатель общий с трансформатором (т. е. АПВ шин или линии); в схеме защиты шин, в частности, для этого используются выходные промежуточные реле запрещения АПВ шин. В схемах УРОВ для объектов сверхвысокого напряжения в последнее время предусматривается запрещение АПВ всех выключателей, на отключение которых оно действует; этим предотвращается подача напряжения на отказавший выключатель.

11) В современных схемах УРОВ предусматриваются меры для исключения ложного действия УРОВ не только при появлении случайного пускового сигнала, но и при произвольном срабатывании промежуточных реле в схеме (например, при появлении земли в цепях оперативного постоянного тока).

12) Предусматривается контроль исправности цепей УРОВ с фиксацией кратковременного его срабатывания. Указанный контроль выявляет неправильное срабатывание и невозврат реле схемы при отсутствии пускового сигнала от защит и с выдержкой времени выводит УРОВ из действия с последующей деблокировкой схемы вручную. Выдержка времени реле контроля выбирается с учетом возможности многократного действия УРОВ при последовательных отказах выключателей, а также кратковременного исчезновения оперативного тока (например, при отыскании «земли»). Предусматривается также контроль наличия оперативного постоянного тока, действующий на сигнализацию при его исчезновении.

2.3 УРОВ для схемы четырехугольника

Рассмотрим принцип работы УРОВ для схемы четырехугольника с контролем протекания тока по выключателю и с контролем наличия отключающего импульса. Схемы УРОВ приведены на листе 8.

Общий принцип работы УРОВ - УРОВ работает и производит соответствующие отключения, если при срабатывании выходных реле защиты по выключателю продолжает протекать ток, а реле положения выключателя

включено, *KQC* обесточено и его размыкающий контакт замкнут, причем наличие всех перечисленных факторов длится больше заданного времени действия схемы,. Для контроля наличия тока по каждому выключателю используется по два реле тока РТ-40/Р, однако в целях некоторого повышения надежности эти реле включены в разные обмотки трансформаторов тока (рис. 8, б). Так, для контроля тока, протекающего по выключателю *Q1*, реле *KA1* включено в токовые цепи резервной защиты линии, а реле *KA2* — в токовые цепи дифференциальной защиты автотрансформатора. При такой схеме включения обеспечивается несрабатывание схемы УРОВ, например в режиме, когда при отключенном выключателе *Q1* и проверке защиты линии подан ток в защиту и одновременно в реле *KA1*. Ток в реле *KA2* в этом случае протекать не будет.

Особенностью такого отдельного включения является и то, что одно из токовых реле включается в токовые цепи, собранные по схеме полной звезды, а другое - в цепи, собранные по схеме треугольника. Соответственно, по каждому из реле токи в нормальных режимах и при КЗ будут протекать разные, разной будет и чувствительность.

Отметим, что при выводе в ремонт любой защиты в токовые цепи которой включены реле УРОВ, процедуры вывода производятся так, чтобы токовые реле и по токовым и по оперативным цепям оставались в работе, в противном случае вместе с отключением защиты будет выводиться и УРОВ. Рассмотренный вопрос в равной мере относится и ко всем другим вариантам схемы УРОВ.

Как и в схеме, рассмотренной на рис. 6, для повышения надежности работы контактной системы реле РТ-40/Р в нормальном рабочем режиме замыкание и размыкание контактов при изменениях нагрузки происходят без коммутации тока (рис. 8, в) : минус с этой части схемы снят разомкнутыми контактами реле *KL9.1*, *KL10.1*, *KL11.1* и *KL12.1*. Все реле постоянного тока схемы в исходном состоянии Обесточены, за исключением реле контроля исправного состояния ,УРОВ *KL16* и *KL17*. Схема контроля, состоящая из

промежуточных реле *KL16*, *KL17*, *KL18* и реле времени *KT3*, работает аналогично равнее рассмотренной и поэтому здесь подробно не рассматривается.

При повреждении на линии с отказом выключателя, например на линии *WI* с отказом *Q1*, после срабатывания защиты и подачи команды на отключение выключателей *Q1* и *Q2* с одновременным шунтированием обмоток, возвратом реле положения ВКЛЮЧЕНО *KQC1* и *KQC2* и замыканием их размыкающих контактов подается импульс на срабатывание пускового реле УРОВ *KLI*. При этом по цепи контактов *KA1*, *KA2* и *KL1.1* срабатывает *KL9*; по цепи контактов *KA3*, *KA4* и *KL1.2* срабатывает *KL11* (в дальнейшем после отключения выключателя *Q2*, прекращения протекания тока, возврата реле *KA3* и *KA4* и размыкания их контактов обесточивается и возвращается в исходное положение реле *KL11*); запускается схема контроля исправности цепей УРОВ.

После срабатывания *KL9* подводится минус к обмоткам реле *KL5—KL8* и создается цепь для срабатывания *KL5*; одновременно создается цепь и на срабатывание *KL6* (однако эта цепь будет прервана при размыкании контактов *KA3* и *KA4*); подготавливается цепь на выходное реле защит автотрансформатора *T1*; повторно запускается схема контроля цепей УРОВ.

При срабатывании реле *KL5* запускается по цепи контактов *KL5.1*, *KL9.2* реле *KT1*. После замыкания контакта с выдержкой времени срабатывают указательное реле *KHI*, сигнализирующее о работе УРОВ, и выходное реле *KL13*. По цепи контактов *KL13.1* и *KL9.3* срабатывают выходные реле *T1* с отключением *Q4* соответствующих выключателей стороны среднего и низшего напряжения автотрансформатора. Действие УРОВ на выходное реле защит автотрансформатора (рис. 8, г), а не образование нескольких цепей на отключение соответствующих выключателей объясняется целесообразностью уменьшения количества реле в схеме УРОВ, уменьшением количества кабельных связей, возможностью работы схемы при сопутствующих отказах выключателей. Однако такое решение имеет и свои недостатки:

время действия УРОВ увеличивается на время срабатывания одного реле (выходного реле защит автотрансформатора);

при срабатывании УРОВ по рассмотренному выше варианту после срабатывания выходного реле защит автотрансформатора одновременно с подачей сигнала на отключение $Q4$ образуются одновременно команды на срабатывание $KL3$ и $KL8$, а затем на $KL10$ и $KL12$ и только четкий возврат токовых реле $KA7$ и $KA8$ должен предотвратить дополнительное излишнее действие УРОВ, связанное с работой $KT2$ и $KL14$, $KL15$. Надо также помнить, что в схемах трансформаторов и автотрансформаторов по типовому решению выполняются автоматическое "запоминание" срабатывания защит и невозврат выходных реле после срабатывания на 0,6—0,8 с, т.е. надежность несрабатывания определяется только одним качеством — четким и своевременным возвратом токовых реле после отключения выключателя. Такая особенность, являющаяся недостатком данной схемы УРОВ, характерна и для других вариантов отказов выключателей и работы УРОВ.

Отметим, что при рассмотренной работе УРОВ образование цепи на отключение автотрансформатора Т2 (контакты $KL13.2$ и $KL11.3$) было предотвращено только разомкнутым состоянием контакта $KL11.3$, причем реле $KL11$ в процессе работы схемы кратковременно срабатывало. Его возврат (если не считаться с возможностью механического застревания подвижной системы реле) также определяется надежным размыканием контактов токовых реле. Таким образом, надежная работа схемы определяется в первую очередь работой контактной системы токовых реле, что повышает требовательность к качеству их проверок. К выдержке времени действия УРОВ можно не предъявлять требования отстройки от суммы времен отключения выключателя, возврата пусковых, а затем и выходных реле защиты, времени возврата схемы УРОВ, хотя такая отстройка в некоторых случаях может и предотвратить неправильную работу схемы. Достаточно выполнить отстройку от суммы времен отключения выключателя, времени возврата токовых реле типа РТ-40/Р схемы УРОВ и времени возврата схемы оперативных цепей УРОВ.

При повреждении на той же линии $W1$ и отказе выключателя $Q2$ схема будет работать так же, как описано выше, но вместо длительного срабатывания

KL9 и *KL5* сработают *KL11* и *KL6* и соответственно вместо образования цепи на отключение *T1* образуется цепь на отключение *T2* по цепи контактов *KL13.2* и *KL11.3* (рис. 8, г).

Так же, аналогично с работой *KT1* и *KL13* с воздействием на *T1* или *T2*, будет работать УРОВ при повреждении на линии *W2* с отказом *Q3* или *Q4*. При повреждении *T1* с отказом выключателя *Q1* срабатывает *KL3*, затем *KL10*, потом *KL5*. Образуется цепь на срабатывание *KT2*, а после замыкания его контактов — на срабатывание *K14* и *KL15*. При этом по цепи *KL14.1*, *KL10.3* срабатывают выходные реле резервной защиты времени линии *W1* с отключением выключателя *Q2*. Цепь контактов *KL14.3-KL10.4* останавливает ВЧ передатчик ДФЗ линии с воздействием этой защитой на отключение выключателей с обеих сторон линии. В связи с повреждением автотрансформатора *T1* по цепи контактов *KL15.2* и *KL3.3* производится запрет АПВ отключившегося от УРОВ выключателя *Q2*. Аналогично работает УРОВ и при других сочетаниях повреждений автотрансформаторов и отказов выключателей.

Рассмотрим работу УРОВ при сопутствующих отказах выключателей. При повреждении на линии *W1* с отказом *Q1*, как уже рассматривалось выше, сработали *KL1*, *KL9*, *KL5*, *KT1*, *KL13* и выходные реле *T1* с воздействием на отключение всех выключателей автотрансформатора, в том числе и на *Q4*. Предположим, он также отказал. При этом срабатывают одновременно *KL3*, *KL12* и *KL8*, затем поочередно срабатывают *KT2* и *KL14*, *KL15* с образованием цепи на выходные реле резервной защиты линии *W2* и останова ВЧ передатчика ДФЗ. Рассмотрим более подробно этот режим. По первичной схеме должны создаваться условия, когда после отключения *Q3* автотрансформатор *T2* остается под напряжением со стороны среднего напряжения и с сохранившимся питанием потребителей и собственных нужд. Однако в момент подачи команды на отключение *Q3* после срабатывания *KL2* с учетом двух сработавших реле времени и всех трех выходных реле *KL13*, *KL14* и *KL15*, а также протекания токов *K3* по трем выключателям *Q1*, *Q3* и *Q4* срабатывает через контакт *KL2.1*

реле *KL11* с образованием ложной цепи на отключенном Т2 с необоснованным отключением нагрузки низшего напряжения. Указанное является недостатком схемы, с которым необходимо считаться. Аналогично при повреждении Т1 с отказом выключателя *Q1*, а затем при действии УРОВ на отключение *Q2* и его отказе во время повторной работы УРОВ с действием на отключение Т2 образуется ложный сигнал на останов ВЧ передатчика защиты линии и ее отключение с противоположной стороны. При этом будут обесточены отпаечные подстанции, подключенные к этой линии. Питание отпаечных подстанций может быть восстановлено после успешного АПВ выключателя линии с противоположной стороны.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Базуткин В. В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В. В. Базуткин, В. П. Ларионов.–М.: Энергоатомиздат, 1986.–464с.

2 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

3 Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.– ВЗ-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова.– М.: Издательство МЭИ, 1998.–368с.

4 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

5 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

6 ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.

7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.

8 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.

9 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической

энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

10 Правила устройства электроустановок.

11 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.

12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

13 РД 34.03.122-93. Правила обеспечения защиты и охраны труда персонала при проведении работ под напряжением на ВЛ 110-1150 кВ.

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

16 СанПиН2971-84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

17 СНиП II-12-77. Строительные нормы и правила. Защита от шума

18 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

19 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

20 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.