

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 27 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расширение КРУЭ напряжением 500 кВ Бурейской ГЭС и площадки шунтирующих реакторов в связи с подключением второй линии 500 кВ от подстанции Амурская

Исполнитель
студент группы 542 об1


_____ 24.06.19
подпись, дата

В.А. Антошин

Руководитель
доцент


_____ 24.06.19
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ 20.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 27.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 05 04 2019 г. »

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Антошина Валентина Андреевича

1. Тема бакалаврской работы: Расширение КРУЭ напряжением 500 кВ Бурейской ГЭС и площадки шунтирующих реакторов в связи с подключением второй линии 500 кВ от подстанции Амурская

(утверждено приказом от 04.04.19 № 259-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 24.09.19
3. Исходные данные к бакалаврской работе: Исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика района проектирования. Выбор схемы расширяемого комплектного распределительного устройства элегазового. Расчет токов короткого замыкания. Выбор оборудования. Релейная защита шунтирующего реактора. Безопасность и экологичность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание) 

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.19
(подпись студента) 

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 83 с., 18 рисунков, 33 таблицы, 78 формул

НАПРЯЖЕНИЕ, СТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЛИНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ШУНТИРУЮЩИЙ РЕАКТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В работе выполнено обоснование расширения КРУЭ напряжением 500 кВ и площадки шунтирующих реакторов на Бурейской ГЭС. Выполнен расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты и безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Основное описание района проектирования	8
2 Выбор схемы проектируемого распределительного устройства	10
3 Расчет токов короткого замыкания	12
3.1 Расчет параметров схемы замещения сети	14
3.1.1 Параметры трансформаторов и автотрансформаторов	15
3.1.2 Линии электропередачи	17
3.1.3 Шунтирующие реакторы	20
3.1.4 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	21
3.1.5 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте КЗ	25
3.1.6 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ	26
3.2 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности	27
3.1 Определение несимметричных коротких замыканий	28
4 Выбор оборудования	29
4.1 Выбор КРУЭ	29
4.2 Выбор и проверка выключателей	31
4.3 Выбор разъединителей	34
4.4 Выбор трансформаторов тока	34
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	39
4.6 Выбор и проверка реактора	42
4.7 Выбор ОПН	44
5 Защита шунтирующего реактора 500 кВ	49
5.1 Основные технические данные реактора	49
5.2 Перечень защит, устанавливаемых на реакторе	50
5.3 Расчет уставок защит реактора	50

5.3.1 Продольная дифференциальная защита реактора	50
5.3.2 Поперечная дифференциальная защита реактора	56
6 Заземление площадки шунтирующих реакторов	58
7 Безопасность и экологичность	60
7.1 Безопасность	60
7.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	60
7.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ	65
7.2 Экологичность	67
7.2.1 Расчет акустического воздействия автотрансформатора	67
7.3 Чрезвычайная ситуация	69
8 Технико-экономическая часть проекта	73
8.1 Капиталовложения в РУ	73
8.2 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек	75
8.2.1 Амортизационные отчисления	75
8.2.2 Отчисления на эксплуатацию	76
8.3 Определение себестоимости	77
Заключение	80
Библиографический список	81

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТ – автотрансформатор;

ВЛ - воздушная линия;

ТКЗ - ток короткого замыкания;

ЛЭП - линия электропередачи;

КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое;

РУ - распределительное устройство;

КЗ - короткое замыкание;

ТН - трансформатор напряжения;

ТТ - трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости расширения КРУЭ 500 кВ на Бурейской ГЭС, которая находится в Бурейском районе Амурской области, поскольку в Амурской области планируется строительство и подключение второй линии 500 кВ от ПС Амурская до Бурейской ГЭС. Это расширение КРУЭ, а в следствии и подключение второй линии позволит распределить существующую нагрузку между двумя линиями и повысить надежность передачи электроэнергии от Бурейской ГЭС до ПС Амурская.

Целью данной работы является расширение КРУЭ 500 кВ и площадки шунтирующих реакторов для подключения к станции второй линии напряжением 500 кВ от ПС Амурская.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схему комплектного распределительного устройства;
2. произвести расчёт токов короткого замыкания;
3. произвести выбор и проверку оборудования;
4. произвести расчет релейной защиты шунтирующего реактора
5. произвести расчёт безопасности и экологичности.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке схемы КРУЭ для подключения к станции четвертой линии 500 кВ при обеспечении оптимальной надёжности электроснабжения.

В работе проводится расширение КРУЭ и площадки шунтирующих реакторов и выбор соответствующего оборудования.

Ожидаемые результаты работы: произвести проектирование новой компоновки КРУЭ на Бурейской ГЭС. Разработанная схема должна обеспечить подключение новой линии 500 кВ

К работе прилагаются 6 листов графической части.

При проведении моего дипломного проекта использовались программы, такие как: MicrosoftWord 2016, MicrosoftVisio 2012, MathType 5

1 ОСНОВНОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика района проектирования

Бурейская ГЭС — гидроэлектростанция, расположенная на реке Бурея, в Амурской области у посёлка Талакан. Она является крупнейшей электростанцией на Дальнем Востоке России. Водохранилище ГЭС расположено на территории двух субъектов федерации — Амурской области и Хабаровского края. Эта станция является верхней ступенью Бурейского каскада ГЭС.



Рисунок 1 – Актуальная схема электрических сетей МЭС Востока

Основные сооружения Бурейской ГЭС расположены на реке Бурея в Талаканском створе, расположенном в 174,5 километрах от устья Буреи.

Гидроузел расположен в пределах единого тектонического блока. Выявленные разрывные нарушения подразделяются на зоны III, IV и более высоких порядков. В створе гидроузла преимущественно распространены тектонические зоны и крупные трещины северо-западного простирания, в основном крутопадающие. Фоновая сейсмичность составляет 8 баллов при повторяемости 1 раз в 10 000 лет.

Площадь водосбора Буреи в створе Бурейской ГЭС составляет 65 200 км². Среднемноголетний расход воды реки в створе ГЭС — 866 м³/с, годовой объём стока 27,4 км³, модуль стока — 13,3 л/с·км². Питание Буреи на 70 % состоит из сезонных муссонных дождей, в весенне-осенний период через створ проходят от 3 до 15 кратковременных паводков с подъёмом воды до 14 м. Максимальный расход воды во время паводка наблюдался в реке 7 июня 1972 года и составлял 14 500 м³/с, минимальный — 7 августа 1954 года (195 м³/с). Максимальный расчётный паводок обеспеченностью 1 % составляет 18 600 м³/с

Климат, в котором расположена ГЭС сочетает в себе черты муссонного и резко континентального. В зимнее время морозная и ясная погода, снежный покров невелик. Среднегодовая температура в районе ГЭС отрицательная (−3,5 °С). Среднемесячная температура июля равна +19 °С (абсолютный максимум равен +41 °С), а в январе составляет −31 °С (абсолютный минимум равен −57 °С). Заморозки в данном регионе наблюдаются в течение всего тёплого времени года, за исключением июля. Переход температур через 0° происходит в середине октября и апреля



Рисунок 2 – План распределительных устройств 220-500 кВ

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Существующая схема комплектного распределительного устройства многоугольник, а именно шестиугольник.

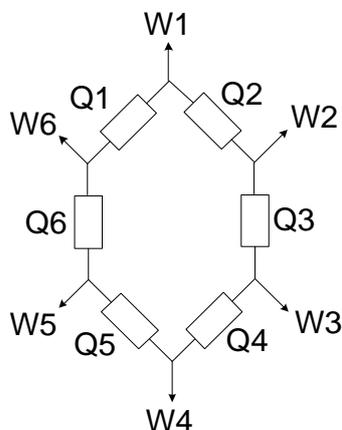


Рисунок 3 – Схема шестиугольника

Эта схема содержит выключатели и разъединители, которые расположены по обе стороны от выключателя (для проведения ремонтов). Выключатели соединены в кольцо, их количество такое же, сколько и присоединений и разъединители. Присоединения подключены между выключателями и также снабжены разъединителями по условиям ремонтпригодности.

Данная схема обладает наибольшей устойчивостью в аварийных ситуациях типа «отказ»: короткое замыкание на любом присоединении или элементе данной схемы отключается всего двумя выключателями (в том числе и отказ любого выключателя схемы или любого ее присоединения).

Данное свойство схемы особенно ценно с точки зрения ликвидации аварий имеющий цепочный характер. Данная авария локализуется всего одним дополнительным выключателем. Отметим, что из всех известных схем именно данным свойством обладает лишь схема многоугольника.

Несмотря на преимущества, описанные выше, схема многоугольника имеет недостаток, который заключается в том, что при ремонте любого оборудования кольца конфигурация схемы резко изменяется.

Схема из кольцевой превращается в разомкнутую цепочку. И пока схема находится в такой конфигурации, любое повреждение может привести к тяжелым последствиям. Например, отказ W3 в период ремонта Q1 приводит к необходимости отключения Q3 и Q4, что приводит к делению схемы на части, а следовательно, к резкому изменению структуры энергосистемы.

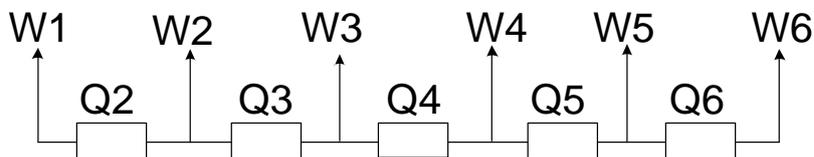


Рисунок 4 – Схема шестиугольника в период ремонта выключателя Q1

В результате данной работы схема распределительного устройства преобразуется из шестиугольника в семиугольник, так как в схеме добавляется одно присоединение, а именно линия “Амурская 2”

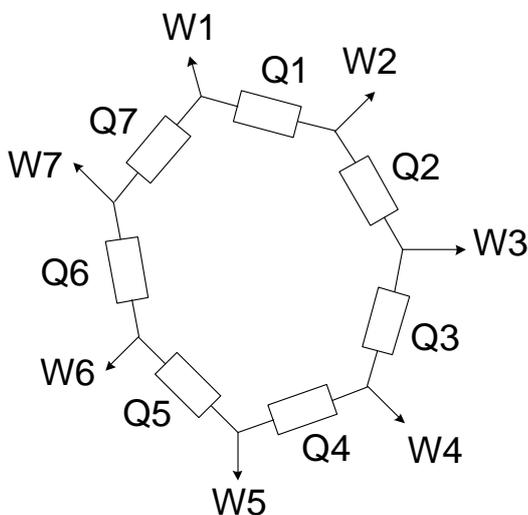


Рисунок 5 – Схема семиугольника

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание — это любое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными — также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь увеличение токов в ветвях вызывает снижение уровней напряжения в узлах, при этом снижение напряжения особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет в данном дипломном проекте проводим в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения, так как расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Для расчета токов КЗ методом симметричных составляющих необходимо составить схему замещения отдельных последовательностей. При этом в большинстве случаев производится замена магнитосвязанных цепей одной

электрически связанной цепью путем приведения параметров элементов различных ступеней напряжения к одной ступени напряжения.

Различают схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схему прямой последовательности составляют для расчета любого симметричного трехфазного режима. В зависимости от применяемого метода расчета и момента времени в нее вводят генераторы и нагрузки соответствующими реактивностями и ЭДС. Все другие элементы вводятся в схему неизменными сопротивлениями.

В связи с тем что пути циркуляции токов обратной последовательности те же, что и пути токов прямой последовательности, то схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности, при этом в ней значения всех ЭДС условно приняты равными нулю.

Ток нулевой последовательности является однофазным током, который разветвляется между тремя фазами и возвращается через землю и параллельные ей цепи. Поэтому пути циркуляции токов нулевой последовательности сильно отличаются от путей, по которым проходят токи прямой и обратной последовательности. Схема нулевой последовательности в значительной мере определяется схемой соединения обмоток участвующих в ней трансформаторов и автотрансформаторов.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 500 кВ ПС Амурская (К1) и шины 500 кВ Бурейской ГЭС (К2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задать базисными условиями: S_6 – базисной мощностью, МВ·А; U_6 – базисным напряжением, кВ.

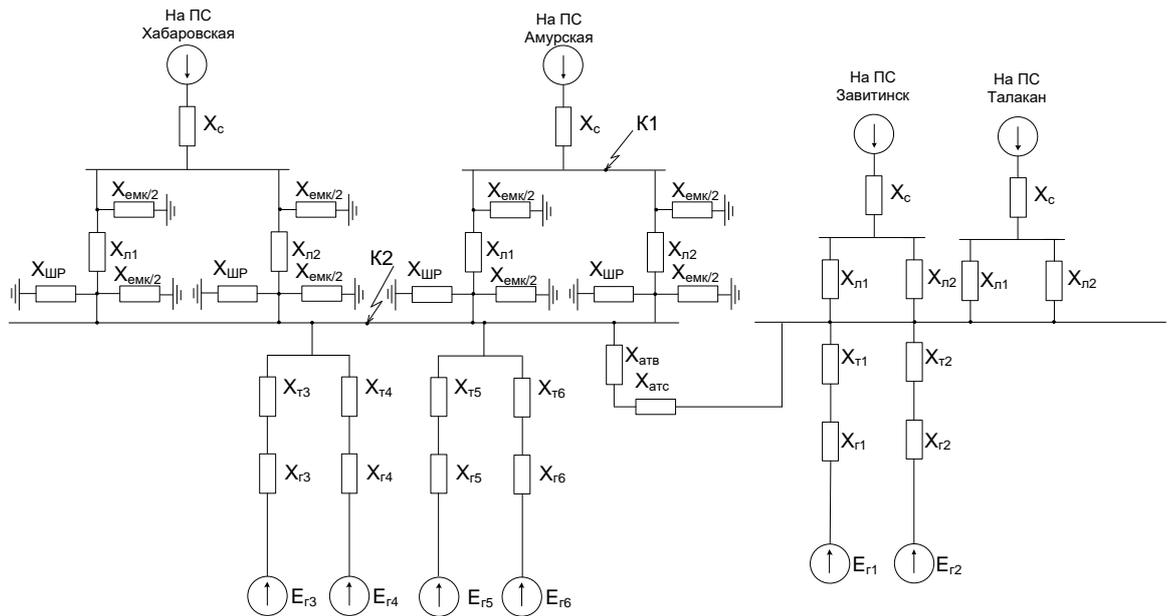


Рисунок 6 - Схема замещения прямой последовательности

3.1 Расчет параметров схемы замещения сети

В процессе расчета токов КЗ необходимо определить следующие их значения:

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

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

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

В качестве базисных параметров принимаем:

- базисная мощность $S_б = 1000$ МВА;

- базисное напряжение $U_б = 500$ кВ

Для этих условий получим:

$$I_{б.500} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,155 \text{ кА.}$$

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базисным условиям.

ЭДС генераторов:

$$E'' = 1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_2 \tag{1}$$

$$E'' = 1 + 0,18 \cdot 0,476 = 1,1$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_6}{S_{кз}} \quad (2)$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{к.з.} \quad (3)$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 525 \cdot 3,5 = 3182,64 \text{ МВА}$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 2,1 = 836,58 \text{ МВА}$$

$$X_C = \frac{1000}{3182,64} = 0,314$$

$$X_C = \frac{1000}{836,58} = 1,195$$

Сопротивления генераторов:

$$x_2 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (4)$$

где x_d'' - относительное сверхпереходное реактивное сопротивление генератора.

$$x_2 = 0,21 \cdot \frac{1000}{372} = 0,564$$

3.1.1 Параметры трансформаторов и автотрансформатора

Исходные данные для установленных на Бурейской ГЭС трансформаторов и автотрансформаторов приведены в таблицах 1 и 2:

Таблица 1 – Силовые трансформаторы

Наименование	Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		U _к , %
			ВН	НН	
T1	ТДЦ-400000	400000	242	15,75	12,7
T2	ТДЦ-400000	400000	242	15,75	12,7
T3	ТДЦ-400000	400000	525	15,75	14,5
T4	ТДЦ-400000	400000	525	15,75	14,5
T5	ТДЦ-400000	400000	525	15,75	14,5
T6	ТДЦ-400000	400000	525	15,75	14,5

Таблица 2 – Автотрансформатор связи

Наименование	Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	ВН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
АТ	3хАОДЦТН-167000	501000	525	230	38,5	11	21,5	35

Сопротивления трансформатора определяются по формулам:

$$x_T = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} \quad (5)$$

Сопротивление трансформатора ТДЦ-400000/220:

$$x_{T1-2} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,318$$

Сопротивление трансформатора ТДЦ-400000/500:

$$x_{T3-6} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,363$$

Сопротивление автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220:

Для автотрансформатора также используется формула (4), но предварительно необходимо определить величины U_{к,%} для каждой обмотки:

$$U_{k-B} = 0,5 \cdot (U_{k-BH-HH} + U_{k-BH-CH} - U_{k-CH-HH}) \quad (6)$$

$$U_{k-C} = 0,5 \cdot (U_{k-BH-CH} + U_{k-CH-HH} - U_{k-BH-HH}) \quad (7)$$

$$U_{k-H} = 0,5 \cdot (U_{k-CH-HH} + U_{k-BH-HH} - U_{k-BH-CH}) \quad (8)$$

$$U_{k-B} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 21,5) = 12,25$$

$$U_{k-C} = 0,5 \cdot (11 + 21,5 - 35) \approx 0$$

$$U_{k-H} = 0,5 \cdot (21,5 + 35 - 11) = 22,75$$

$$x_{AT-B} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,244$$

$$x_{AT-C} = 0$$

$$x_{AT-H} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,454$$

Таблица 3 – Параметры трансформаторов и автотрансформаторов в схемах замещения

Наименование	Параметры	
	Обозначение	Сопротивление, о.е.
T1	X_{T1}	0,318
T2	X_{T2}	0,318
T3	X_{T3}	0,363
T4	X_{T4}	0,363
T5	X_{T5}	0,363
T6	X_{T6}	0,363
АТ	$X_{атв}$	0,244
	$X_{атс}$	-
	$X_{атн}$	0,454

3.1.2 Линии электропередачи

Воздушные линии напряжением 220 кВ вводятся в схему замещения прямой и нулевой последовательности постоянными сопротивлениями, которые зависят от длины линии. Для линий 500 кВ помимо сопротивления линии, также необходимо учитывать еще ее емкостную проводимость. В таблице 4 приведены исходные данные для линий, отходящих от Бурейской ГЭС на различных номинальных напряжениях.

Таблица 4 – Параметры воздушных линий

Линия от Приморской ГРЭС на подстанции	$U_{ном}$ кВ	Провод	Длина l , км	Удельные параметры линии		
				x_0 , Ом/км	r_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, 1/Ом·км
1	2	3	4	5	6	7
Исходная схема						
Завитая-1	220	АС-400	82,8	0,42	0,073	2,701
Завитая-2	220	АС-400	82,8	0,42	0,073	2,701
Талакан-1	220	АС-400	3,1	0,42	0,073	2,701
Талакан-2	220	АС-400	3,1	0,42	0,073	2,701
Хабаровская-1	500	3хАС-330	429,9	0,308	0,029	3,604
Хабаровская-2	500	3хАС-330	429,9	0,308	0,029	3,604

1	2	3	4	5	6	7
Амурская-1	500	3хАС-330	281,5	0,308	0,029	3,604
Итоговая схема						
Завитая-1	220	АС-400	82,8	0,42	0,073	2,701
Завитая-2	220	АС-400	82,8	0,42	0,073	2,701
Талакан-1	220	АС-300	3,1	0,42	0,073	2,701
Талакан-2	220	АС-300	3,1	0,42	0,073	2,701
Хабаровская-1	500	3хАС-300	429,9	0,308	0,029	3,604
Хабаровская-2	500	3хАС-300	429,9	0,308	0,029	3,604
Амурская-1	500	3хАС-300	281,5	0,308	0,029	3,604
Амурская-2	500	3хАС-300	281,5	0,308	0,029	3,604

Сопротивление линий:

$$x_l = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (9)$$

$$x_{емк.л} = -\frac{1}{b_0 \cdot l} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (10)$$

Для линии 220 кВ Завитинск:

$$x_l = 0,42 \cdot 82,8 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,719$$

Для линии 220 кВ Талакан:

$$x_l = 0,42 \cdot 3,1 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,027$$

Для линии 500 кВ Хабаровск:

$$x_l = 0,308 \cdot 429,9 \cdot \frac{1000}{500^2} = 0,529$$

$$x_{емк.л} = -\frac{1}{3,604 \cdot 10^{-6} \cdot 429,9} \cdot \frac{1000}{500^2} = -2,582$$

Для линии 500 кВ Амурская:

$$x_l = 0,308 \cdot 281,5 \cdot \frac{1000}{500^2} = 0,347$$

$$x_{емк.л} = -\frac{1}{3,604 \cdot 10^{-6} \cdot 281,5} \cdot \frac{1000}{500^2} = -3,943$$

Сопротивление нулевой последовательности линий определим по рекомендациям, вводя поправку на коэффициент пересчета. Для линий 220 кВ этот коэффициент берется равным 3, для линий 500 кВ – равным 2,4. Результаты расчета сведены в таблицу 5, в которой $x_{л. п.п.}$ - сопротивление линии прямой (обратной) последовательности, $x_{л. н.п.}$ - сопротивление нулевой последовательности линии.

Таблица 5 – Параметры воздушных линий в схемах замещения

Линия от Приморской ГРЭС на подстанции	$U_{ном}$ кВ	Параметры линии			
		Обозначение в схеме	$X_{л. п.п.}$ о.е.	$X_{л. н.п.}$ о.е.	$X_{емк.л.}$ о.е.
Исходная схема					
Завитая-1	220	$X_{лЗ1}$	0,719	2,157	-
Завитая-2	220	$X_{лЗ2}$	0,719	2,157	-
Талакан-1	220	$X_{лТ1}$	0,027	0,081	-
Талакан-2	220	$X_{лТ2}$	0,027	0,081	-
Хабаровская-1	500	$X_{лХ1}$	0,529	1,269	-2,528
Хабаровская-2	500	$X_{лХ2}$	0,529	1,269	-2,528
Амурская-1	500	$X_{лА1}$	0,347	0,833	-3,943
Итоговая схема					
Завитая-1	220	$X_{лЗ1}$	0,719	2,157	-
Завитая-2	220	$X_{лЗ2}$	0,719	2,157	-
Талакан-1	220	$X_{лТ1}$	0,027	0,081	-
Талакан-2	220	$X_{лТ2}$	0,027	0,081	-
Хабаровская-1	500	$X_{лХ1}$	0,529	1,269	-2,528
Хабаровская-2	500	$X_{лХ2}$	0,529	1,269	-2,528
Амурская-1	500	$X_{лА1}$	0,347	0,833	-3,943
Амурская-2	500	$X_{лА2}$	0,347	0,833	-3,943

3.1.3 Шунтирующие реакторы

Шунтирующие реакторы предназначены для компенсации избыточной реактивной мощности, генерируемой линией электропередачи сверхвысокого напряжения в режимах, близких к холостому ходу. Частным случаем такого режима является отключение линии с одной стороны. Найдем

реактивную мощность, генерируемую линиями 500 кВ при их отключении со стороны противоположной Бурейской ГЭС по формуле:

$$Q_{л} = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot l. \quad (11)$$

При этом напряжение на открытом конце линии будет:

$$U_{\text{откр.л}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\cos(\alpha_0 \cdot l)}, \quad (12)$$

где $\alpha_0 \cdot l$ - волновая длина линии.

Величина α_0 называется коэффициентом изменения фазы, который характеризует поворот вектора напряжения при распространении волны напряжения вдоль линии и определяется удельными параметрами линии:

$$\alpha_0 \approx \sqrt{x_0 \cdot b_0} \quad (13)$$

$$\alpha_0 \approx \sqrt{x_0 \cdot b_0} = \sqrt{0,308 \cdot 3,604 \cdot 10^{-6}} = 1,053 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км,}$$

или

$$\alpha_0 = 1,053 \cdot 10^{-3} \cdot (180/3,14) = 0,061 \text{ град/км.}$$

Расчеты по формулам (10), (11) и (12) сведены в таблицу 15.

Таблица 6 – Потоки реактивной мощности в линиях 500 кВ в режиме холостого хода

Линия от Приморской ГРЭС на подстанции	Расчетная длина l, км	$Q_{л}$, Мвар	$\alpha_0 \cdot l$, град.	$U_{\text{откр.л}}$, кВ
Шунтирующего реактора на открытом конце линии нет				
Хабаровская-1	429,9	387,34	26,224	557,4
Хабаровская-2	429,9	387,34	26,224	557,4
Амурская-1	281,5	253,63	17,172	523,3
Амурская-2	281,5	253,63	17,172	523,3
Шунтирующий реактор на открытом конце линии есть				
Хабаровская-1	214,95	193,67	13,112	513,4
Хабаровская-2	214,95	193,67	13,112	513,4
Амурская-1	140,75	126,82	8,586	505,7
Амурская-2	140,75	126,82	8,586	505,7

Поскольку величина реактивной мощности, генерируемой линией, достаточно велика, принимаем к установке на каждой линии однофазные шунтирующие реакторы РОМБСМ-60000/500УХЛ1, мощностью 60000 кВА на фазу и напряжением $525/\sqrt{3}$ кВ. Сопротивление реакторов в схемах замещения определим по формуле:

$$x_{\text{ШР}} = \frac{1}{b_{\text{ШР}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{3 \cdot S_{\text{ШР.фазн.}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (14)$$

$$x_{\text{ШР}} = \frac{500^2}{3 \cdot 60} \cdot \frac{1000}{500^2} = 5,556$$

3.1.4 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентирование относительно точки КЗ. Используем в расчете сопротивления прямой последовательности. Сопротивления шунтирующего реактора и емкостные сопротивления не учитываем.

Путем постепенных преобразований приведем схема замещения к виду двухлучевой звезды.

Суммарное эквивалентное сопротивление ветвей генераторов 1,2 и трансформаторов блока РУ 220 кВ:

$$x_1 = \frac{(x_{г1} + x_{т1}) \cdot (x_{г2} + x_{т2})}{(x_{г1} + x_{т1}) + (x_{г2} + x_{т2})} \quad (15)$$

$$x_1 = \frac{(0,318 + 0,564) \cdot (0,318 + 0,564)}{(0,318 + 0,564) + (0,318 + 0,564)} = 0,441$$

$$E_1 = E_{г1-6} = 1,1$$

Суммарное эквивалентное сопротивление ветвей генераторов 3-6 и трансформаторов блока РУ 500 кВ:

$$X_2 = \frac{(X_{Г3} + X_{Т3}) \cdot (X_{Г4} + X_{Т4})}{(X_{Г3} + X_{Т3}) + (X_{Г4} + X_{Т4})} \quad (16)$$

$$X_2 = \frac{(0,363 + 0,564) \cdot (0,363 + 0,564)}{(0,363 + 0,564) + (0,363 + 0,564)} = 0,465$$

Эквивалентное сопротивление линий связи с системой:

$$X_{\text{экв}} = X_C + \frac{X_{\text{л}}}{2} \quad (17)$$

$$X_{\text{эквТ}} = 1,195 + \frac{0,025}{2} = 1,208$$

$$X_{\text{эквЗ}} = 1,195 + \frac{0,657}{2} = 1,523$$

$$X_3 = \frac{X_{\text{ЭКВТ}} \cdot X_{\text{ЭКВЗ}}}{X_{\text{ЭКВТ}} + X_{\text{ЭКВЗ}}} \quad (18)$$

$$X_3 = \frac{1,208 \cdot 1,523}{1,208 + 1,523} = 0,674$$

$$E_2 = E_{\text{СЗ,Т}} = 1$$

$$X_{\text{эквХ}} = 0,314 + \frac{0,48}{2} = 0,554$$

$$X_{\text{эквА}} = 0,314 + \frac{0,315}{2} = 0,472$$

В результате схема замещения преобразуется к виду, показанному на рисунке 5.

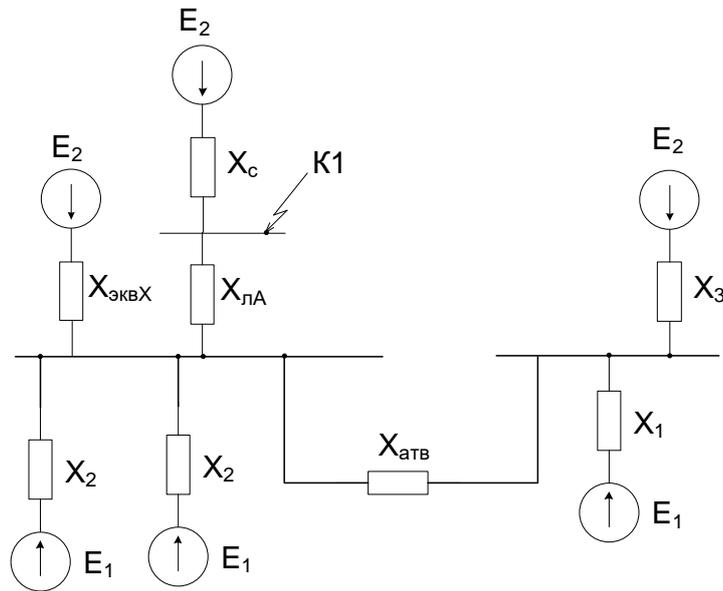


Рисунок 7 - Исходная схема после первоначальных преобразований

$$x_4 = \frac{x_2}{2} \quad (19)$$

$$x_4 = \frac{0,465}{2} = 0,233$$

$$x_5 = \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_3} + x_{атв} \quad (20)$$

$$x_5 = \frac{0,441 \cdot 0,674}{0,441 + 0,674} + 0,244 = 0,511$$

$$E_3 = \frac{E_1 \cdot x_3 + E_2 \cdot x_1}{x_1 + x_3} \quad (21)$$

$$E_3 = \frac{1,1 \cdot 0,674 + 1 \cdot 0,441}{0,674 + 0,441} = 1,06$$

$$x_6 = \frac{x_4 \cdot x_{эКВХ}}{x_4 + x_{эКВХ}} \quad (22)$$

$$x_6 = \frac{0,233 \cdot 0,554}{0,233 + 0,554} = 0,164$$

$$E_4 = \frac{E_1 \cdot x_{эКВХ} + E_2 \cdot x_4}{x_{эКВХ} + x_4} \quad (23)$$

$$E_4 = \frac{1,1 \cdot 0,554 + 1 \cdot 0,233}{0,554 + 0,233} = 1,09$$

В результате проведенных выше преобразований получим схему, показанную на рисунке 6:

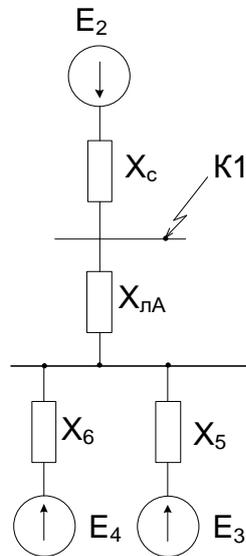


Рисунок 8 - Промежуточное преобразование

$$x_7 = \frac{x_6 \cdot x_5}{x_6 + x_5} + x_{лА} \quad (24)$$

$$x_7 = \frac{0,164 \cdot 0,511}{0,164 + 0,511} + 0,158 = 0,282$$

$$E_5 = \frac{E_4 \cdot x_5 + E_3 \cdot x_6}{x_5 + x_6} \quad (25)$$

$$E_5 = \frac{1,09 \cdot 0,511 + 1,06 \cdot 0,164}{0,511 + 0,164} = 1,083$$

В результате получим схему, показанную на рисунке 7.

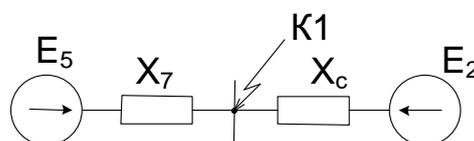


Рисунок 9 - Преобразованная схема замещения для точки К1

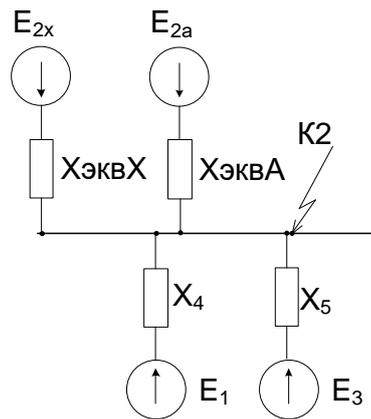


Рисунок 10 - Преобразованная схема замещения для точки К2

3.1.5 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте КЗ

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте короткого замыкания будет определяться суммой всех токов, которые протекают по ветвям, то есть сначала необходимо вычислить ток отдельно для каждой из ветвей.

$$I_{поi} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{6.500} \quad (26)$$

$$I_{кi} = I_{поi} + I_{поi} \quad (27)$$

Для К1:

$$I_{по2} = \frac{1}{0,314} \cdot 1,155 = 3,678 \text{ кА}$$

$$I_{по5} = \frac{1,083}{0,282} \cdot 1,155 = 4,436 \text{ кА}$$

$$I_{к1} = 3,678 + 4,436 = 8,114 \text{ кА}$$

Для К2:

$$I_{по2x} = \frac{1}{0,554} \cdot 1,155 = 2,085 \text{ кА}$$

$$I_{по2a} = \frac{1}{0,472} \cdot 1,155 = 2,447 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по1}} = \frac{1}{0,233} \cdot 1,155 = 4,957 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по3}} = \frac{1}{0,511} \cdot 1,155 = 2,26 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к2}} = 2,085 + 2,447 + 4,957 + 2,26 = 11,749 \text{ кА}$$

3.1.6 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного кз

Ударный ток в месте КЗ:

$$i_{\text{y}\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_{\text{y}\delta}, \text{ кА}, \quad (28)$$

где $k_{\text{y}\delta}$ - ударный коэффициент.

$I_{\text{по}}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ

Для К1:

$$i_{\text{уд.2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,678 = 9,363 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.5}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,436 = 11,292 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{\text{y}\delta\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{\text{y}\delta i} = i_{\text{y}\delta 1} + i_{\text{y}\delta 2} \quad (29)$$

$$i_{\text{y}\delta\Sigma 1} = 9,363 + 11,292 = 20,655 \text{ кА}$$

Для К2:

$$i_{\text{уд.2x}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,085 = 5,308 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.2a}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,447 = 6,229 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,957 = 12,618 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.3}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,26 = 5,753 \text{ кА}$$

$$i_{\text{y}\delta\Sigma 2} = 5,308 + 6,229 + 12,618 + 5,753 = 29,908 \text{ кА}$$

3.2 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре идентична схеме замещения прямой последовательности. Имеется отличие, которое состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

Эквивалентировав схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

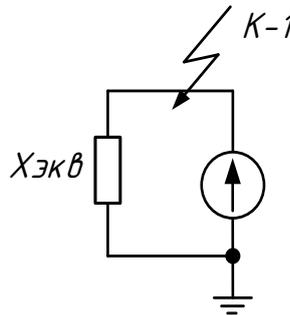


Рисунок 11 - Результирующая схема замещения обратной последовательности

Найдем эквивалентное сопротивление схемы для точки К1:

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_c}} \quad (30)$$

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{0,282} + \frac{1}{0,314}} = 0,149$$

Найдем эквивалентное сопротивление схемы для точки К2:

$$X_{экв2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{эквX}} + \frac{1}{X_{эквa}} + \frac{1}{X_4} + \frac{1}{X_5}} \quad (31)$$

$$X_{\text{экв}2} = \frac{1}{\frac{1}{0,554} + \frac{1}{0,472} + \frac{1}{0,233} + \frac{1}{0,511}} = 0,098$$

3.3 Определение несимметричных коротких замыканий.

В схеме замещения нулевой последовательности не будет сопротивлений генераторов; сопротивления трансформаторов не изменятся, а для сопротивления линий берутся значения нулевой последовательности – из таблицы 5. Кроме того, для линий 500 кВ в схему также вводят сопротивления шунтирующих реакторов и емкостные сопротивления линий. В итоге получаем:

$$X_{\text{экв.н.п.}} = 0,102.$$

Симметричные составляющие тока однофазного КЗ:

$$I_{\text{К-1п.п.}} = I_{\text{К-1о.п.}} = I_{\text{К-1н.п.}} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв.п.п.}} + X_{\text{экв.о.п.}} + X_{\text{экв.н.п.}}} \cdot I_{\text{б.500}} \quad (32)$$

$$I_{\text{К-1п.п.}} = \frac{1,0287}{0,149 + 0,155 + 0,102} \cdot 1,155 = 2,926 \text{ кА.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{К-1}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{К-1п.п.}} \quad (33)$$

$$I_{\text{К-1}}^{(1)} = 3 \cdot 2,926 = 8,778 \text{ кА.}$$

Таблица 18 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$X_{\text{экв.п.п.}}$	$X_{\text{экв.о.п.}}$	$X_{\text{экв.н.п.}}$	Значение тока, кА	
				$I_{\text{К-1}}^{(3)}$	$I_{\text{К-1}}^{(1)}$
К1	0,149	0,155	0,102	8,114	8,779
К2	0,098	0,103	0,076	11,749	12,868

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор КРУЭ

Комплектное распределительное устройство (КРУЭ) — это распределительное устройство, состоящее из коммутационных измерительных и других аппаратов и устройств, все токовые части которых расположены в среде элегаза под давлением, внутри немагнитного заземленного и герметичного корпуса.

Изначальное проектирование КРУЭ должно учитывать:

- При расширении КРУЭ необходимо использовать однотипное оборудование
- Наличие соседних цепей
- Учитывать возможность дальнейшего расширения

КРУЭ изготавливаются на заводах, это позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью укомплектованным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУЭ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУЭ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

РУ 500 кВ Бурейской ГЭС состоит из КРУЭ GIS ELK-3. Комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ) на напряжение 500 кВ серии GIS ELK-3 предназначено для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 500 кВ с эффективно заземленной нейтралью. Устройство шкафов КРУЭ серии GIS ELK-3 состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Таблица 19 – Основные технические КРУЭ GIS ELK-3

Наименование параметра	Значение параметра
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	550
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток – шина/ фидер, А	6300
Номинальный ток отключения, кА	63
Номинальный ток термической стойкости (до 3 с), кА	63
Ток электродинамической стойкости, кА	171

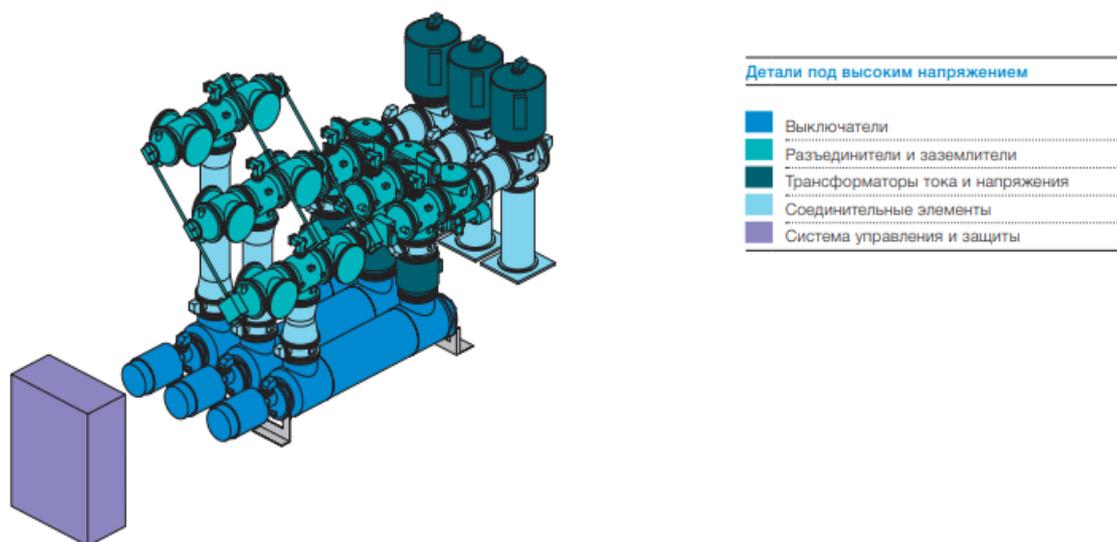


Рисунок 12 – Детали КРУЭ

Данное распределительное устройство обладает рядом преимуществ:

1) Все детали, находящиеся под напряжением, заключены в отсеки и тем самым обеспечивается эффективная защита системы изоляции от негативного влияния внешних факторов (обладает высокой стойкостью к загрязнению). Сокращено до минимума количество движущихся частей и приводов.

2) Высокий уровень качества материалов и исполнения гарантируют длительный срок службы при минимальном объеме периодического и техниче-

ского обслуживания

3) Конструкция данного КРУЭ позволяет занимать гораздо меньше места по сравнению с аналогичными системами КРУЭ, а также эквивалентными подстанциями с РУ с воздушной изоляцией.

4) Модульность конструкции системы позволяет комбинировать различные модули, под необходимые нужды потребителя

4.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производят:

- по напряжению

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$$

- по длительному току

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$$

где $I_{\text{раб max}}$ - максимальный рабочий ток утяжелённого режима;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя

$$I_{\text{раб max вн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

(34)

$$I_{\text{раб max вн}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 461,88 \text{ А.}$$

- по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания

$$I_{n0} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} \leq I_{\text{тдин}}$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания;

I_{n0} - действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания;

$I_{\text{дин}}$ - действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости выключателя;

$I_{\text{тдин}}$ - амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя.

Выключатель, выбранный по номинальному напряжению, номинальному продолжительному току и электродинамической стойкости, должен быть проверен по отключающей способности на возможность отключения симметричного тока:

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$$

где $I_{пт}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя.

Расчетное время отключения выключателя τ определяется по формуле:

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.откл} \quad (35)$$

где $t_{р.з.мин}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, принимаемое равным 0,01с. для первой ступени защиты и $0,01 + \Delta t_c$ для последующих ступеней (Δt_c - ступень селективности, её значение может быть принято 0,3...0,5с. для быстродействующих защит);

$t_{с.в.откл}$ - собственное время отключения выключателя, определяемое по паспорту и оцениваемое 0,07...0,15с.

По термической стойкости проверка осуществляется по расчетному импульсу квадратичного тока короткого замыкания и найденным в каталоге значениям:

$$B_{\kappa} \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} \quad (36)$$

где B_{κ} - расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания;

I_{τ} - ток термической стойкости выключателя;

t_{τ} - длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_{\kappa} = I_{н0}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (37)$$

Для КРУЭ 500 кВ выбираем выключатель ELK SP3. Каждый выключатель, установленный в КРУЭ ELK-3, имеет 3 полюса, заключенные в металли-

ческом корпусе. Каждый полюс состоит из привода, колонки с двумя дугогасительными камерами и отсека с основной опорной конструкцией. Все эти камеры соединены последовательно что гарантирует одновременное гашение дуги. Один выравнивающий конденсатор, установленный в каждой камере, обеспечивает равномерное распределение напряжения на дугогасительных камерах. При капитальном ремонте данная камера легко извлекается из отсека.

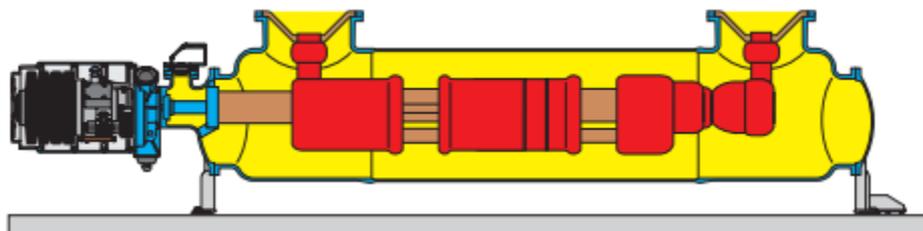


Рисунок 13 – Выключатель элегазовый с приводом

Данные выключатели относятся к компрессионному типу выключателей с одной ступенью давления и работают по новейшей технологии гашения дуги. Во время гашения сжимающий поршень в камере образует необходимое давление элегаза для гашения дуги между контактами.

Главными особенностями выключателей данного типа являются:

- Надежная включающая и отключающая способность при значительных нагрузках и токах КЗ
- Низкий уровень шума
- Компактный пружинно-гидравлический привод
- Однофазное автоматическое повторное включение
- Удобный доступ к активным частям с целью технического обслуживания и ремонта

Таблица 20 – Технические характеристики выключателя ELK SP3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=550 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=461,88 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=11,749 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$

$I_{\text{дин}}=170 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=29,908 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{откл.ном}}=80 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,864 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=0,316 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$

4.3 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным значением тока, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбор разъединителей проводится также, как и для выключателей, только не делается проверка на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбираем разъединитель марки ELK TE3

Таблица 21 – Технические характеристики разъединителя ELK TE3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=525 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=461,88 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=11,749 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{дин}}=170 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=29,908 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=0,316 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$

Данный разъединитель имеет модульную конструкцию. Он бывает угловым или линейным. Угловой разъединитель, интегрированный в шины, способен обеспечить высокую степень гибкости в схеме. В этом же отсеке также

можно разместить заземлитель.

Привод имеет модульную конструкцию, что позволяет быстро заменить все модули, тем самым обеспечивая высокий уровень удобства при обслуживании, а также хороший доступ для проведения технического обслуживания и ремонта.

4.4 Выбор трансформаторов тока

Измерительный трансформатор тока – трансформатор, который предназначен для преобразования тока до значений, удобных для измерения. Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его обмотке.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: - при $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи.

Трансформаторы тока выбирают по:

- номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- номинальному току первичной обмотки

$$I_{расч} \leq I_{ном}$$

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

$$I_{\text{раб max вн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,931 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб max ин}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,76 \text{ А.}$$

- по конструкции и классу точности

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{тдин}}$$

- по термической стойкости

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$$

- по нагрузке на вторичной обмотке трансформатора

$$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{дон}}$$

Таблица 22 – Номинальные значения для трансформатора тока

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный первичный ток, А	10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000
Номинальный вторичный ток, А	1
Номинальная частота, Гц	50
Число вторичных обмоток, не более	4

Номинальные вторичные нагрузки с коэффициентом мощности $\cos\varphi=0.8$ ВА: обмотки измерений и учета обмотки для защиты	5, 10 15, 20, 30
Номинальный класс точности: для измерений и учета для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P; 10P
Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ вторичной обмотки для защиты	10, 15, 20
Номинальный коэффициент безопасности приборов $K_{Бном}$ вторичной обмотки для измерений	5, 10, 15

Для того, чтобы присоединенные приборы, работали в требуемом классе точности, необходимо чтобы, подключаемая вторичная нагрузка Z_n не превышала номинальной, для данного класса точности, при этом должно выполняться условие:

$$Z_n \leq Z_{доп}$$

Индуктивное сопротивление таких цепей мало, поэтому принимают $Z_2=R_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k \quad (38)$$

Для определения сопротивления приборов, питающихся от трансформаторов тока, необходимо составить таблицу — перечень электроизмерительных

приборов, устанавливаемых в данном присоединении.

Выберем трансформатор тока ТВЭ-500-2000/1

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		18,5	–	18,5
	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (39)$$

$$R_{\text{приб}} = 0,9 \text{ Ом.}$$

где S_2 - суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_{2\text{ном}}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

Сопротивление контактов R_k принимают 0,05 Ом при двух, трех приборах и 0,10 — при большем количестве приборов. Сопротивление проводов рассчитывается по их сечению и длине. Для алюминиевых проводов минимальное сечение — 4 мм²; для медных — 2,5 мм².

$$R_{2\text{доп}} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов можем определить по выражению:

$$R_{np} = R_{2доп} - R_{приб} - R_k \quad (40)$$

где $R_{2доп}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}} \quad (41)$$

$$S = 2,42 \text{ мм}^2$$

где l – длина соединительных проводов, м;

ρ – удельное сопротивление материала ($\rho=0,0283$ - для алюминия),

Таблица 24 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	l, м
10	5-6
35	60-80
220	100-120
330 и выше	150-175

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет определяться по формуле:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (42)$$

$$R_{np} = 0,7 \text{ Ом}$$

Выберем трансформатор тока:

Таблица 25 – Технические характеристики трансформатора тока ТВЭ-500-2000/1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=500 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=500 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=461,88 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{тдин}}=40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=29,908 \text{ кА}$	$I_{\text{тдин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=0,299 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{\text{доп}}=2,4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}}=1,7 \text{ Ом}$	$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{н}}$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения, предназначенные для питания катушек напряжения измерительных приборов и реле, устанавливают на каждой секции сборных шин.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{\text{ном}}$$

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

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

Для упрощения расчетов, нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (43)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, а также аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, в качестве U необходимо взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного открытого треугольника — удвоенную мощность одного трансформатора. В выбранном классе точности, если нагрузка (вторичная) превышает номинальную мощность, часть приборов подключают к дополнительно установленному трансформатору напряжения. Вторичная нагрузка ТН — это мощность приборов и реле, подключенных к ТН.

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывается, так как оно мало. Однако ПУЭ требует оценить потерю напряжения, которая в проводах от трансформаторов к счетчикам не должна превышать 0,5 %, а в проводах к щитовым измерительным приборам — 3 %. Сечение провода, выбранное по механической прочности, как правило, отвечает требованиям потерь напряжения.

При использовании трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, нейтральная точка обмотки высокого напряжения ТН должна быть заземлена для правильной работы приборов контроля состояния изоляции.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_2 \leq S_{\text{доп}}$$

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А	
Вольтметр	Э-335	1	-	2	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10	
Варметр	Д-335	3	2	1,5	
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5	
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3	
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3	
Частотомер	Н-397	1		7	
Сумма				73	

Выбираем трансформатор напряжения НДЕ-М-500ХЛ1

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{н}}$
$S_{\text{н}} = 1600 \text{ В*А}$	$S_{\text{р}} = 63 \text{ В*А}$	$S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$



Рисунок 14 – трансформатор напряжения НДЕ-М-500ХЛ1

4.6 Выбор и проверка реактора

Реактор следует выбирать:

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$,
- по номинальному току $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$,
- по индуктивному сопротивлению.

По месту включения в схеме различают линейные и секционные реакторы.

Порядок определения сопротивления линейного реактора следующий. Известно начальное значение периодического тока короткого замыкания $I_{по}$. Требуется ограничить $I_{по}$ до значения треб $I_{по}^{треб}$, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{отк.ном}$ (действующее значение периодической составляющей тока отключения). Принимают $I_{по}^{треб} = I_{отк.ном}$. Результирующее сопротивление цепи короткого замыкания до установки реактора определяем по выражению:

$$X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{по}} \quad (44)$$

Требуемое сопротивление цепи короткого замыкания для обеспечения $I_{по}^{треб}$:

$$X_{рез}^{треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{по}^{треб}} \quad (45)$$

Требуемое сопротивление реактора:

$$X_p^{тр\epsilonб} = X_{рез}^{тр\epsilonб} - X_{рез} \quad (46)$$

По каталожным и справочным материалам выбираем тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением. Вычисляем значение результирующего сопротивления цепи короткого замыкания с учетом реактора:

$$X_p' = X_{рез} + X_p, \quad (47)$$

а затем определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{но} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}'} \quad (48)$$

Выбранный реактор проверяется на электродинамическую стойкость по условию

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)},$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании за реактором; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости реактора.

Термическая стойкости реактора характеризуется током термической стойкости $I_{тер}$ и временем термической стойкости $t_{тер}$.

Условие проверки по термической устойчивости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

В ряде случаев нужно определить уровень остаточного напряжения на шинах при коротком замыкании за реактором:

$$U_{ост\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{но}}{U_{ном}} \cdot 100 \quad (49)$$

По условиям работы потребителей $U_{ост}$ должно быть не менее 65...70%.
Выбранный реактор проверяют по потере напряжения в рабочем режиме:

$$\Delta U_{p\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{max}}{U_{ном}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \quad (50)$$

Допустимая потеря напряжения в реакторе не превышает 1,5...2%.

Выбираем шунтирующий реактор РОМБСМ-60000/500 УХЛ1

Таблица 28 – Технические характеристики реактора РОМБСМ-60000/500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 525 \text{ кВ}$	$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_H$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб\ max} = 263,931 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб\ max}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{п0} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{п0}$
$I_t^2 \cdot \tau_t = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 0,299 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot \tau_t \geq B_k$

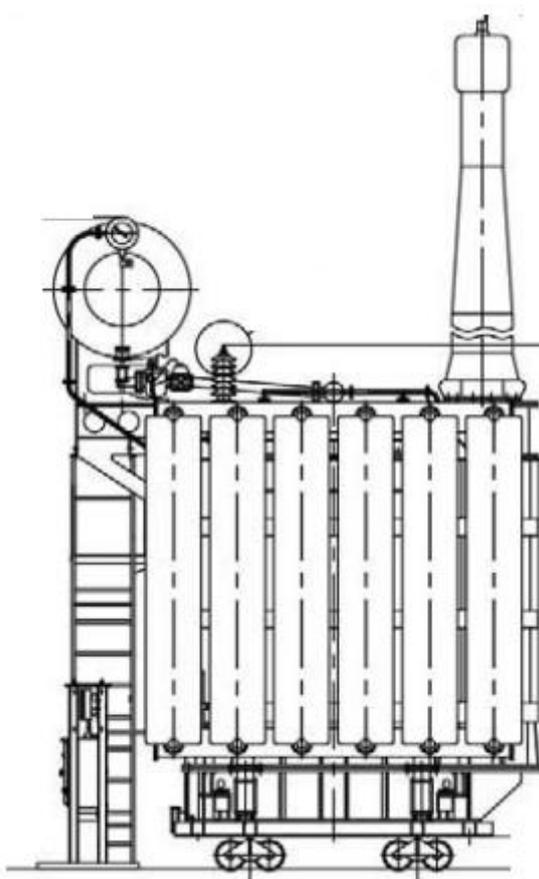


Рисунок 15 – шунтирующий реактор РОМБСМ-60000/500 УХЛ1

4.7 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, которые предназначены для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков, в отличие от разрядников, выполняющих те же функции. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по

керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоко нелинейная вольтамперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}},$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (51)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 12), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

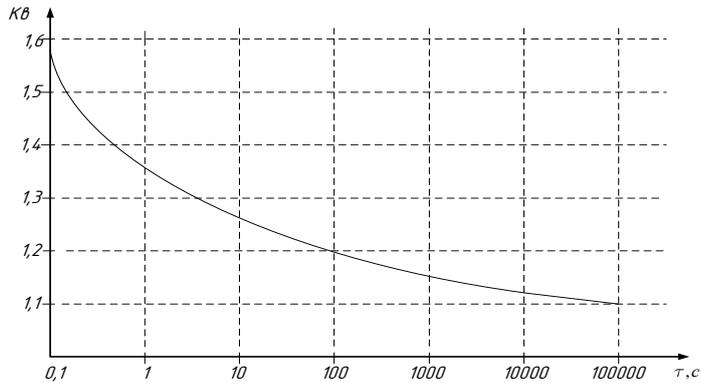


Рисунок 16 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,05 \cdot U_{ном}$ – в сетях 500 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \quad (52)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{\Pi}} \right), \quad (53)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{Π} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600
500	800-1000

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (54)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (55)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам КРУЭ 500 кВ на выходе.

Произведем выбор ОПН 500 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 500 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,05 \cdot 500}{\sqrt{3}} = 303,11 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{303,11}{1,1} = 275,55 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-500/336/20-5 УХЛ1. Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 30.

Таблица 30 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-500/336/20-5 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П- 500/336/20-5 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	500
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	336
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	1012
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	3,8

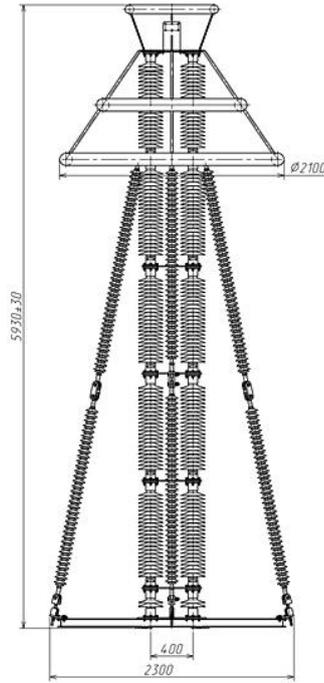


Рисунок 17 – ОПН-П-500/336/20-5 УХЛ1

5. ЗАЩИТА ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ 500 кВ

Устройства релейной защиты для шунтирующих реакторов предусматривается для защиты от следующих ненормальных режимов работы и видов повреждений:

- а) витковых замыканий на землю;
- б) однофазных и двухфазных замыканий на землю в обмотках и на вводах;
- в) частичного пробоя изоляции вводов, если вводы маслонаполненные;
- г) понижения уровня масла.

5.1. Основные технические данные реактора

1. Однофазный РОМБСМ-60000/500УХЛ1
2. Мощность - 60000кВА;
3. Напряжение - $525/\sqrt{3}$ кВ;
4. Схема соединения обмоток - Y/Y-0

В вводы 500кВ встроены трансформаторы тока ТВЭ500-2000/1 А.

Нейтральные вводы реакторов разделены на две ветви, каждая из которых имеет встроенные трансформаторы тока ТВЭ-35-600/1.

Еще один комплект трансформаторов тока реактора со стороны 500 кВ и выключатель входят в состав КРУЭ 500кВ и расположены в ячейке линейного ввода.

На реакторе установлено два комплекта защит типа RET521.

Присоединение реактора к линии влияет на выполнение токовых цепей защит линии 500кВ.

Для дифференциально-фазной защиты линии «Бреслер-0401» обязательно включение только на ток, текущий в самой линии, без учета тока, потребляемого реактором (что необходимо для правильной работы органа манипуляции защиты при сквозных КЗ).

Указанное обеспечивается подключением к токовым цепям линии трансформаторов тока реактора.

Два комплекта резервных защит линии REL521 также включены на ток линии. Для этой цели используются трансформаторы тока, встроенные во вводы 500кВ реактора, что исключает действие направленных защит при повреждениях в реакторе.

5.2. Перечень защит, устанавливаемых на реакторе

В терминале RET521 для защиты реактора реализованы следующие функции:

- а) продольной дифференциальной защиты;
- б) поперечной дифференциальной защиты;
- в) устройство контроля изоляции вводов;
- г) резервная токовая защита от между фазных КЗ;
- д) резервная токовая защита от замыканий на землю;
- е) логика газовой защиты.

При действии газовой и дифференциальных защит производится пуск устройства автоматического пожаротушения.

По согласованию с заказчиком БГЭС и разработчиком микро-процессорных защит фирмой АББ при повреждениях вводов реакторов пуск пожаротушения не производится.

5.3 Расчет уставок защит реактора

5.3.1. Продольная дифференциальная защита реактора

Таблица 31 – Расчет номинальных токов дифференциальной защиты реактора

	Метод определения	500кВ	Нейтраль реактора
1	2	3	4
Номинальные токи обмоток реактора	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{1,73} \cdot U_{ном}}$	$\frac{3 \cdot 60}{1,73 \cdot 525} = 198A$	$\frac{3 \cdot 60}{2 \cdot 1,73 \cdot 525} = 99A$
Схема соединения ТТ		Y	Y
Коэффициент схемы		1	1

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
Коэффициенты трансформации ТТ		1000/ 1 = 1000	300/ 1 = 300
Вторичные токи ТТ	$I_{ном.вт} = \frac{I_{ном.} \cdot K_{CX}}{K_{ТТ}}$	198/1000 = 0.198	99/300 = 0.33
Ток КЗ при	КЗ на 500 кВ (Зх-фазное)	4670 А (КЗ в пром точке на участке вводом реактора и ТТ 500)	0 А (нет подпитки со стороны нейтрали реактора, ТТ низкой стороны реактора током не обтекаются)
	КЗ в нейтрали кВ	200 А	200 А

Таблица 32 – Требования к ТТ, используемым в дифференциальной защите.

	500 кВ	Нейтраль
Справочные данные дл	JK ELK CB/3	ТВЭ-35
	$I_{1ном.} = 2000 А$	$I_{1ном.} = 300 А$
	$I_{2ном.} = 1 А$	$I_{2ном.} = 1 А$
	$I_{K10ном.} = 20$	$I_{K10ном.} = 16$
	$S_{нагр} = 30 ВА$	$S_{нагр} = 20 ВА$

При подключении реактора к сети возникает апериодическая составляющая тока с большим временем затухания ($0,53 \div 1с$). С учетом этого необходимым требованием является, чтобы приведенная предельная кратность $K_{10}' \geq 30$.

$$K_{10}' = \frac{I_{1ном.ТТ} \cdot K_{10}}{I_{ном.р}}, \text{ где} \quad (56)$$

K_{10} - предельная кратность,

$I_{1ном.ТТ}$ - номинальный ток первичной обмотки ТТ,

$I_{ном.р}$ - номинальный ток обмотки реактора.

Предельную кратность K_{10} можно определить по приближенной формуле («Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифзащиты трансформаторов терминала RET521», Дмитренко А.М.).

$$K_{10} = K_{10ном} \cdot \sqrt{(R_{обм2}^2 + 1,6 \cdot R_{обм2} \cdot Z_{нгном} + Z_{нгном}^2) / (R_{обм2} + Z_{нг})}, \text{ где} \quad (57)$$

$K_{10ном}$ - номинальная предельная кратность ТТ,

$Z_{нгном}$ - номинальное сопротивление нагрузки ТТ,

$R_{обм2}$ - сопротивление вторичной обмотки ТТ на постоянном токе,

$Z_{нг}$ - номинальное сопротивление нагрузки ТТ при $\cos\varphi_{нг}=0,8$

Таблица 33 – Расчет вторичной нагрузки ТТ

	Расчетные формулы	500кВ	Нейтраль	примечания
Расчетное сопротивление нагрузки на зажимах ТТ	$Z_{не.расч} = Z_{терм} + R_{пр} + R_{конт}$	$0,25 + 0,702 + 0,1 = 1,052$	$0,25 + 1,425 + 0,1 = 1,775$	$R_{конт.} = 0,1$ (сопр. контактов)
Сопротивление терминала	$Z_{терм} = S/I^2$	$0,25/1^2 = 0,25$	$0,25/1^2 = 0,25$	$S=0,25$ ВА (потреб, мощность цепей перем тока терминала)
Сопротивление проводов до терминала	$R_{пр} = L/\gamma S$	$160/57 \cdot 4 = 0,702$	$325/57 \cdot 4 = 1,425$	$\gamma = 57 \frac{м}{ом \cdot мм^2}$ $S=4$ мм - сеч. пров. $L=160$ м - (ВН) $L=325$ м - нейтраль
Сопротивление обмоток ТТ	$R_{обм.2}$	8 Ом	2 Ом	
Допустимая вторичная нагрузка ТТ	$Z_{нагр.} = \frac{S_{ном.ТТ}}{I_{ТТ}^2}$	$30/1^2 = 30$	$20/1^2 = 20$	

Для ВН:

$$K_{10} = 20 \cdot \sqrt{(8^2 + 1,6 \cdot 8 \cdot 30 + 30^2) / (8 + 1,052)} = 20 \cdot 36,7/9,052 = 81$$

$$K_{10}' = 1000 \cdot 81/198 \geq 30 - \text{условие выполняется.}$$

Для нейтрали:

$$K_{10} = 16 \cdot \sqrt{(2^2 + 1,6 \cdot 2 \cdot 20 + 20^2) / (2 + 1,775)} = 16 \cdot 21,6/3,775 = 91,5$$

$$K_{10}' = 300 \cdot 91,5/99 \geq 30 - \text{условие выполняется.}$$

Определение дифференциального тока защиты.

При расчете вторичных токов получили значения $I_{ном.вт} = 0,198$ А для ВН, $I_{ном.вт} = 0,33$ А для НН.

По высокой стороне вторичный ток $TТ = 1$ А, расчетный вторичный ток получили меньше 1. В этом случае должно приниматься ограничение $I_{ном.вт} > 0,125$ А. У нас $0,198 > 0,125$ значит будет применяться восьмикратный диапазон цифрового выравнивания.

(0,25 0,375 0,5 0,625 0,75 0,875 1).

$0,198 / 0,125 = 1,6$, т.е. получили цифровое выравнивание не больше пятикрат, значит можно принять $\Delta f_{выр.} = 0,02$.

Требований по оцифровыванию токов по низкой стороне не предъявляется. В уставках зададим номинальный первичный ток ТТ НН 300А, номинальный вторичный ток - 1А ($K_{ут} = 300/1=300$).

Расчет I_{dmin} выполняется в относительных единицах.

По рекомендациям АВВ уставка $I_{d min}$ должна быть более 0,2.

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен быть

$$I_{d.cр} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч.}, \text{ где}$$

$K_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки

$$I_{нб.расч.} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}, \text{ где} \quad (58)$$

$K_{пер}$ - коэффициент учитывающий переходный процесс, (в рабочем режиме при внешних КЗ $K'_{пер} = 2$, при включении реактора в сеть $K''_{пер} = 3$).

$\varepsilon = 0,1$ - полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме.

$\Delta U_{рег} = 0$ - относительная погрешность, вызванная регулированием.

$\Delta f_{выр} = 0,02$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч.

Минимальный ток срабатывания следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при $I_{bias} = 1,25$, с учетом этого

$$I_{d.min} = 1,25 \cdot K_{отс} \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}, \quad (59)$$

$$I_{d.min} = 1,25 \cdot 1,1 \sqrt{(2 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0 + 0,02)^2 + (0 + 0,02)^2} = 0,28$$

Принимаем уставку $I_{d min} = 0,3$

Выбор тормозной характеристики.

В качестве тормозного тока принимается наибольшее значение (действующее значение первой гармоники) из приведенных токов всех фаз и всех сторон защищаемого реактора. Приведение тормозного и дифференциального токов осуществляется к одной стороне защищаемого реактора. Для реактора за основную сторону принимается ток стороны высокого напряжения.

В рабочем режиме (для трансформаторов) может протекать относительно большой сквозной ток, что может привести к излишнему загрублению дифзащиты. Поэтому токи сначала относятся к первичным номинальным токам соответствующих ТТ и только после этого приводятся к опорной стороне дифзащиты.

Тормозная характеристика состоит из трех участков:

- горизонтального - до тормозного тока равного $1,25 I_{ном}$ объекта;
- наклонного - до значения дифференциального тока $1,0 I_{ном}$ объекта;
- наклонного - до максимально возможного значения тормозного тока.

Торможение начинает действовать при достижении тока торможения более $1,25$ о.е. Наклон тормозной характеристики (коэффициент торможения) определяется:

$$K_T = \frac{\Delta I_{dif}}{\Delta I_{bias}} \cdot 100\% , \text{ где} \quad (60)$$

ΔI_{dif} , ΔI_{bias} - приращения дифференциального и тормозного токов.

Для расчета тока торможения принимаем:

$I_{скв.} = 3,0$ - расчетное значение сквозного тока в режиме пуска;

$I_d > 0,7$ дополнительное условие, команда на отключение не будет активизироваться, если дифференциальный ток окажется меньше 70% номинального тока реактора (временное снижение чувствительности при обнаружении внешнего КЗ, когда блокировка по 2-ой гармонике введена постоянно).

$K_{пер}'' = 3,0$, в момент включения под нагрузку.

$$K_{T1} \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{T.расч}}$$

$$I_{нб.расч.} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}, \quad (61)$$

$$I_{нб.расч.} = \sqrt{(3 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0 + 0,02)^2 + (0 + 0,02)^2} = 0,31$$

Для начала выберем тормозную характеристику №3 с значением $I_{торм.} = 2,58$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,31 \cdot 3,0 - 0,7}{3,0 - 2,58} = 0,78$$

Т.к. полученное значение превышает $K_T=0,3$ соответствующее характеристики №3, то выберем характеристику №4 и произведем следующий расчет.

Для №4 $I_{торм} = 2,25$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,31 \cdot 3,0 - 0,7}{3,0 - 2,25} = 0,43$$

Получили значение больше 0,4, значит делаем еще один расчет.

Для №5 $I_{торм} = 2,05$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,31 \cdot 3,0 - 0,7}{3,0 - 2,05} = 0,34$$

Получили значение меньше 0,49, которое требуется для характеристики №5, значит принимаем для торможения характеристику №5.

Проверка чувствительности

Без учета действия тормозного тока.

$$K_{\eta} = \frac{I_{d.min}}{I_{d.ср}} \geq 2, \text{ где}$$

$I_{d.min}$ - минимальное значение дифференциального тока при КЗ расчетного вида.

Расчетным считается режим 2-х фазного КЗ на выводах реактора между ТТ и реактором.

При КЗ на 500 КВ:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,871 \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (62)$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,871 \cdot I_{кз}^{(3)} = 0,87 \cdot 4670 = 4060$$

$$I_{d\min} = 4060 / 198 = 20,5$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{20,5}{0,3} \geq 2 \text{ чувствительность удовлетворяется.}$$

При КЗ на шинах 10 кВ $I_{кз}^2 = 0,87 \cdot I_{кз}^3 = 0,87 \cdot 200 = 174 A$

$I_{d\min} = 174 / 99 = 1,76$ приведенное значение к Ином трансформатора.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,76}{0,3} \geq 2 \text{ чувствительность удовлетворяется.}$$

Расчет тока дифференциальной отсечки:

Режимы отстройки:

- от режима быстро насыщаемого трансформатора (БНТ)
- от максимального тока внешнего КЗ (сквозного КЗ)

По условию отстройки от режима БНТ уставка должна быть больше 6,0.

По условию отстройки от сквозного тока КЗ:

$$I_{\text{ДО}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{кнб}_1} \cdot I_{\text{скв.мах}}, \text{ где}$$

$K_{\text{отс}} = 1,1$ - коэффициент отстройки.

$K_{\text{кнб}_1}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде апериодической составляющей сквозного тока.

$K_{\text{кнб}_1} = 1$, т.к. используются ТТ с номинальным вторичным током 1А.

$$I_{\text{скв.мах}} = 0,7 + K_T (I_{\text{bias}} - I_{\text{T.расч}}) \quad (63)$$

При $I_{d\min} = 0,3$ и тормозной характеристике № 5 получаем:

$$I_{\text{T.расч}} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} = 1,25 + (0,7 - 0,3) / 0,49 = 2,02$$

$$I_{\text{скв.мах}} = 0,7 + 0,49(1,25 - 2,0) = 0,33$$

$$I_{\text{ДО}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,33 = 0,36$$

Согласно рекомендациям АВВ уставку 1до для шунтирующих реакторов следует принимать равной минимальному значению 5.

Ток срабатывания $5 \cdot 198 \approx 1000 A$

5.3.2. Поперечная дифференциальная защита реактора.

Поперечная защита предназначена для защиты обмоток нейтрали реактора.

$$I_{сз} = 0,3 \cdot I_{плеча} = 0,3 \cdot (0,5 \cdot I_{ном.г}) = 0,15 I_{ном.г} ,$$

Т.К. имеем расщепленные обмотки, то ток реактора по плечам НН = 100 А.

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 198 = 30 A$$

Уставка выставляется в процентах от тока реактора

$$IsetLow = 15\%$$

Действует без выдержки времени, выставляем минимальную уставку 0,03 сек.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПЛОЩАДКИ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

7.1 Заземление площадки шунтирующих реакторов

В соответствии с ПУЭ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Рабочие напряжения рассматриваемых участков – 220 кВ и 500 кВ, режим нейтрали – эффективно заземленная, поэтому заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5$ Ом или допустимому напряжению прикосновения.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x40 мм (площадь сечения – $F_{\text{пол}} = 160$ мм²), уложенную на глубину $h_3 = 0,7$ м. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d = 15$ мм ($F_{\text{пр}} = 176,6$ мм²) и длиной $l_B = 5$ м.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.в.мин}} = \pi \cdot S_{\text{cp}} \cdot (d + S_{\text{cp}}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2 \quad (64)$$

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

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

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

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

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

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.г.мин}} = \pi \cdot S_{\text{cp}} \cdot (d + S_{\text{cp}}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2. \quad (65)$$

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

2) термической стойкости:

$$F_{\text{Т.с.мин}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{РЗ}}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{9588^2 \cdot 1}{400 \cdot 21}} = 104,6 \text{ мм}^2, \quad (66)$$

где $I_{\text{КЗ}}$ – ток однофазного короткого замыкания, А;

$t_{\text{РЗ}}$ – время срабатывания резервной релейной защиты, 1с;

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

Сечения материалов, выбранных для выполнения вертикальных и горизонтальных заземлителей, превышают $F_{\text{Т.с.мин}}$;

3) механической прочности:

Должно выполняться условие

$$F_{\text{М.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{Т.с.мин}}.$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{\text{М.п.}} = F_{\text{Пр}} = 176,6 > (F_{\text{кор.в.мин}} + F_{\text{Т.с.мин}}) = (32,97 + 104,6) = 137,58 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{\text{М.п.}} = F_{\text{Пол}} = 160 > (F_{\text{кор.г.мин}} + F_{\text{Т.с.мин}}) = (27,42 + 104,6) = 132,03 \text{ мм}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (67)$$

где $h_{1э} = l_{\text{в}} + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7 \text{ м}$ – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 6 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глина);

$\rho_2 = 2000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (песок)

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{2000} + \frac{6}{60}} = 54,81 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1. Безопасность

КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, поскольку все токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Несмотря на это, оборудование КРУЭ всё же может представлять потенциальный риск вследствие [16]:

- высокого номинального давления изоляционной среды внутри оболочки КРУЭ;
- сброса давления в аварийных ситуациях при воздействии внутренней дуги, так как в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа;
- сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию, а также при ремонте с заменой элементов;
- возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ в случае короткого замыкания.

7.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

Конструкция КРУЭ обеспечивает защиту персонала от случайных прикосновений к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (степени защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 – IP55.

Изоляция главных цепей КРУЭ, с частичной или полной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов соответствует требованиям ГОСТ 1516.3.

Значения температуры нагрева частей оболочек КРУЭ:

- доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 70 °С;

- не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 80 °С.

Конструкция опорных изоляторов должна учитывать воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов КЗ, протекающих по токопроводам, подсоединённым к изоляторам.

Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебания температур, а также, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства, которые позволяют обеспечить соединения смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов КЗ при длительности протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в удобном и безопасном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором должно осуществляется присоединение заземляющего проводника должен быть помещен нанесенный любым способом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления [17].

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток КЗ на землю. Все части аппаратов и приборов, подлежащие заземлению, установленные в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно быть больше 0,1 Ом.

Все корпуса элементов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой для обеспечения заземления. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления.

Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены в контуре заземления распределительного устройства общей заземляющей шиной.

Промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии 6-10 м, предназначены для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более 10 м.

В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, которые защищены от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Элегаз — это газ, не имеющий цвета и запаха. Его химическая формула SF_6 . Он в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не поддерживает горения, не горюч, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, физиологически безвреден, а также является химически инертным соединением.

Опасность работы с чистым элегазом состоит в особенности элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), при этом вытесняя из них воздух и создавая тем самым атмосферу, непригодную для дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений составляет 5000 мг/м^3 .

При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещено курить, пользоваться какими-либо нагревательными приборами и открытым пламенем.

При ситуации когда происходит выброс чистого элегаза немедленно производится включение аварийной вентиляции на срок, который обеспечит снижение концентрации до допустимого предела. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Данные продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо незамедлительно включить аварийную вентиляцию и проветрить помещение до снижения концентрации вредных веществ в пределах ПДК.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух в котором загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим сертифицированным противогазом: если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы может быть использован фильтрующий противогаз.

Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза, а также от продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и отвакуумирован.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением специальных средств защиты персонала – респиратора, бахил, рукавиц, костюма. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

7.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла,

и 45 °С – для выполненных из материалов, имеющих низкую теплопроводность.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. Полоса красного цвета шириной не менее 20 мм при съемных рукоятках должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно быть более 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) блокировка, которая не допускает включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, которая не допускает включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, которая исключает работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, также предусмотрено наличие сигнализации на случай, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки, которые открываются одним ключом.

7.2 Экологичность

7.2.1 Расчет акустического воздействия автотрансформатора

Трансформатор является источником постоянного шума аэродинамического и механического происхождения. Механический шум создается баком трансформатора, и в основном он зависит от типовой мощности трансформаторов. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев данный шум более интенсивный, чем механический.

Для защиты населения от шума главное значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, так как именно они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. Допустимые уровни шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории застройки следует принять по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки». На территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек:

$$L_A = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_A = 45 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

Для расчета возьмем более жесткие требования, т.е. с 23⁰⁰-7⁰⁰ часов.

Для ориентировочной оценки шумовых характеристик трансформаторов в зависимости от их типовой мощности можно воспользоваться данными ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

Для трансформатора мощностью 169 МВА:

$$L_{wa} = 111. \text{ дБА.}$$

Если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{wa} , то в любой точке радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

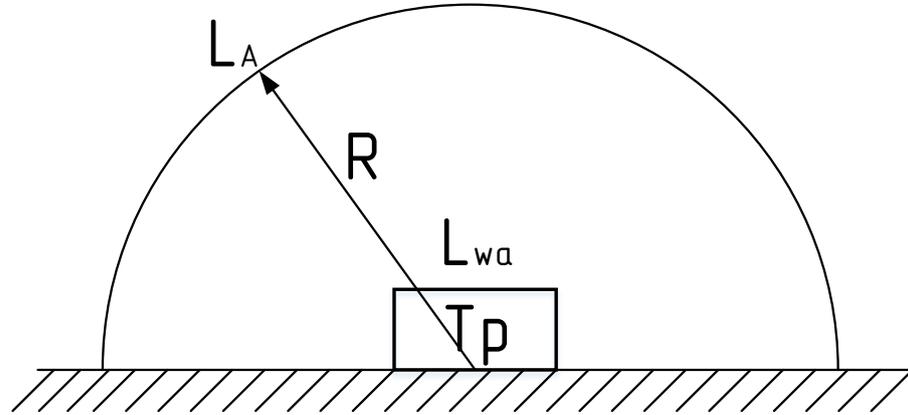


Рисунок 18 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{wa} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (64)$$

$$S = 2\pi R^2 \quad (65)$$

где: S – площадь поверхности полусферы, m^2

$S_0 = 1 m^2$.

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

$$L_A(R) = L_{wa} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (66)$$

Так как на подстанции установлено 3 трансформатора и расстояние от трансформаторов до жилой неизвестно, но известно расстояние между центрами трансформаторов (из проекта), мы можем рассчитать минимальный допустимый уровень шума с использованием следующих допущений:

1) так как расстояние между трансформаторами небольшое и оно много меньше расстояния до рабочего места на предприятии, то три источника шу-

ма можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{wa\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{wai}} \quad (67)$$

где: N - количество источников шума;

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

$$L_{wa\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^3 10^{0,1 \cdot 111} = 117, \text{ дБА}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Следуя принятым допущениям, можно переписать выражение (8) в следующем виде:

$$ДУ_{L_A} = L_{wa\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (68)$$

Выразив из последнего уравнения R_{\min} получаем минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{wa\Sigma} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}} \quad (69)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (117 - 45)}}{2\pi}} = 1588 \text{ м.}$$

Любое R_{\min} будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

Вывод: Минимальное расстояние от трансформатора, обеспечивающее допустимый уровень шума 1588 м, а расстояние до ближайшей жилой застройки 2050 м. Отсюда следует, что данное расстояние соответствует санитарно-гигиеническим нормативам.

7.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый кто заметил возгорание обязан незамедлительно сообщить об этом в пожарную охрану, а также старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место возгорания пожара, возможные пути его распространения, а также какую угрозу он представляет действующему электрооборудованию и участку электрической схемы, которые оказались в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (снятие напряжения, отключение оборудования, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции, а также выделить для встречи пожарных подразделений одного из члена персонала, хорошо знающего расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

По прибытии на пожар старший командир пожарного подразделения принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключение присоединения, на которых горит оборудование, может проводить дежурный персонал без предварительного получения разрешения

вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара только после инструктажа, который проводит старший из технического персонала, а также после получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением личного состава пожарных подразделений. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать посторонних лиц к месту пожара .

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливается через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – оно заключается в отключении аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях для начала следует с них снимают напряжение, а после приступают к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

Запрещается прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре в случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости, передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проект расширения КРУЭ 500 кВ необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

8.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительномонтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения входит стоимость оборудования – выключателя, шунтирующих реакторов.

Таблица 34 – Стоимость шунтирующих реакторов

Оборудование	Стоимость, млн. руб.
3хРОМБСМ-60000/500УХЛ1	89,56

Таблица 35 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя

Оборудование	Напряжение, кВ	Стоимость, млн. руб.
Выключатель ELK SP3	500	46,91

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения 23 млн. руб. по состоянию на 2012 г. подстанции [23]:

$$K_{\text{пост}} = 23 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость освоения новых земель:

$$K_c = K_p (K_{\text{яч.круэ}} + K_{\text{токопровод}} + K_{\text{опн}}), \quad (70)$$

где $K_{\text{ст.монт.раб.}}$ - стоимость монтажных работ;

K_p - районный коэффициент, равный для Амурской области 1,3 приведен в источнике [19];

$$K_c = 1,3 \cdot (46,91 + 89,56 + 5,43 + 2,4) + 5 \cdot 25 \cdot 10^{-3} = 187,715 \text{ млн. руб.}$$

8.2 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек

8.2.1 Амортизационные отчисления

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (71)$$

$\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (72)$$

$T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 30 лет.

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{30} = 0,03$$

$$I_{ам} = 2,52 \cdot 10^3 \cdot 0,03 + 5,924 \cdot 10^3 \cdot 0,03 = 253,32 \text{ млн.руб.}$$

8.2.2 Отчисления на эксплуатацию

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системой профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также unplanned (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{nc} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.nc}}, \quad (73)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.вл}}, \alpha_{\text{ЭКС.nc}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию ВЛ и подстанции, ТР и ТО, %. приведена в источнике [19];

K_{nc} - капиталовложения в подстанцию, расчет приведен выше.

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУ, трансформаторы, и др.) $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,0121$

$$I_{\text{ЭКС}} = 2,52 \cdot 10^3 \cdot 0,0121 = 30,492 \text{ млн. руб.}$$

8.3 Определение себестоимости

Издержки на собственные нужды подстанции найдем по формуле

$$I_{\text{сн пс.эл.}} = W_{\text{пер}} \cdot \alpha_{\text{сн}} \cdot T_{\text{себ}} \quad (74)$$

$$T_{\text{себ}} = 0,18 \text{ руб/кВт·час,}$$

где $\alpha_{\text{сн}} = 0,002$ – коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на с.н. подстанции.

$W_{\text{пер}}$ - мощность, передаваемая подстанцией за год.

$T_{\text{себ}}$ - себестоимость 1 кВт электроэнергии.

Передаваемые мощности подстанцией за год определяется по формуле:

$$W_{\text{пер}} = P_{\text{уст}} \cdot T_{\text{ч}} = 10,187 \cdot 8760 = 89,238 \cdot 10^3 \text{ МВт,} \quad (75)$$

где $T_{\text{ч}}$ - число часов работы подстанции в год. $T_{\text{ч}} = 8760$ ч.

$$I_{\text{сн пс.эл.}} = 2,365 \cdot 10^3 \cdot 0,18 \cdot 0,002 = 0,8514 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле

$$I_{\text{пр}} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{\text{пр}},$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ - коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции ($\alpha_{\text{пр}} = 0,01$.)

Тогда издержки на прочие нужды составят

$$I_{\text{пр}} = 8444 \cdot 0,01 = 84,44 \text{ млн.руб.}$$

Определим полный расход электроэнергии за год

$$W_{\text{пол}} = W_{\text{пер}} - \Delta W_{\Sigma} \tag{76}$$

$$W_{\text{пол}} = 89,238 \cdot 10^3 - 5,43 \cdot 10^3 \cdot 0,08 = 88,803 \cdot 10^3 \text{ МВт*ч.}$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери в трансформаторе.

Себестоимость выработки электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{пол}}}, \tag{77}$$

где $W_{\text{пол}}$ – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – годовые затраты, млн. руб.;

Всего годовых затрат, млн. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + I_{\text{ПП}} + I_{\text{сн}} + \text{ФЗП} + \text{ЕСН} \tag{78}$$

где $I_{\text{АМ}}$ - амортизационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\text{ЭК}}$ - эксплуатационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\Delta W}$ - издержки на собственные нужды подстанции и потери в трансформаторах;

$K_{\text{см}}$ - капиталовложения в подстанцию по годам;

$I_{\text{ИР}}$ - прочие издержки, посчитаны ранее.

Рассчитаем себестоимость выработки электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = 422,2 + 45,3 + 808,6 + 84,44 + 8,51 + 10,32 + 3,509 = 1383 \text{ млн.руб.}$$

$$C_{\Sigma} = \frac{1383}{2,359 \cdot 10^6} = 0,586 \frac{\text{руб}}{\text{кВ} \cdot \text{ч}}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате развития электроэнергетической сферы Амурской области появляется необходимость в подключении второй линии от ПС Амурская к Бурейской ГЭС, что позволит снизить нагрузку на уже существующую линию, а также повысить надежность в электроснабжении. В работе, для этого был разработан проект расширения КРУЭ 500 кВ и площадки шунтирующих реакторов.

В работе решены следующие основные задачи:

- произведены выбор и проверка оборудования, которое будет установлено в РУ
- произведен выбор устройств релейной защиты;
- произведен технико-экономический расчет.

Разработанный вариант КРУЭ для подключения второй линии 500 кВ от ПС Амурская до Бурейской ГЭС, расположенного в Бурейском районе Амурской области, обеспечивает эффективное и надёжное электроснабжение потребителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 3 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 4 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 5 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
- 6 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 7 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.
- 8 Правила устройства электроустановок-10-е изд.перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат,2007. – 512 с.
- 9 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 10 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 11 Кудрин, Б. И. –Электроснабжение промпредприятий- 2-ое издание – М., «Интермет Инжиниринг».2006. – 672с.: ил.
- 12 Справочные данные по трансформаторам и автотрансформаторам с высшим напряжением 220-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://leg.co.ua/info/spravka/spravochnye-dannye-po-transformatoram-i->

avtotransformatoram-s-vysshim-napryazheniem-220-500-kv.html (дата обращения: 27.05.2019).

13 Булгаков А.Б. Б40 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к лабораторным работам / Булгаков А.Б. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 179с.

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

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

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

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

18 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

19 [Электронный ресурс].URL: https://www.wikizero.com/ru/Буре́йская_ГЭС (дата обращения: 27.05.2019).

20 [Электронный ресурс].URL: <https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-500.html#more> (дата обращения: 15.06.2019).

21[Электронный ресурс].URL: <http://window.edu.ru/resource/622/47622/files/susu29.pdf> (дата обращения: 29.05.2019).

22 [Электронный ресурс].
URL:https://library.e.abb.com/public/9358bcac344452c2c1257956003833c5/ELK-3_550_1HC0000742AGRu.pdf (дата обращения: 07.06.2019).