

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО  
УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 220/110 кВ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра  
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отрас-  
лям)

Идентификационный код ВКР: 637

Екатеринбург 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный профессионально-педагогический универ-  
ситет»

Институт инженерно-педагогического образования  
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:  
Заведующая кафедрой ЭС  
\_\_\_\_\_ А.О. Прокубовская  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО  
УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 220/110 кВ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра  
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)  
профиля подготовки «Энергетика»  
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и  
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 637

Исполнитель:

студент группы ЗЭС-403С \_\_\_\_\_ А.А. Аксамитный

Руководитель:

Главный инженер ООО «ПФ «Тяжпромэлектропри-  
вод»» \_\_\_\_\_ В.П. Чудновский

Нормоконтролер:

ст. преподаватель кафедры ЭС \_\_\_\_\_ Т.В. Лискова

Екатеринбург 2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 55 страницах, содержит 6 рисунков, 5 таблиц, 21 источник литературы, а также 3 приложения на 3 листах.

Ключевые слова: ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, СТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕГАЗ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.

Объектом исследования является открытое распределительное устройство напряжением 220/110 кВ.

Предметом исследования является коммутационное оборудование и дополнительные сооружения на открытом распределительном устройстве напряжением 220/110 кВ.

Цель ВКР: выбрать коммутационное оборудование для открытого распределительного устройства напряжением 220/110кВ.

Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано коммутационное оборудование.

Рассчитан заземляющий контур и молниезащита ОРУ.

Произведен расчет экономической выгоды данного проекта.

Рассмотрена безопасность при работе в элегазом.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ И РАСЧЕТ ТОКОВ ТРЕХФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	6
1.1 Описание схемы .....	6
1.2 Схема замещения.....	6
1.3 Преобразование схемы замещения к точке К-1(220 кВ).....	10
1.4 Преобразование схемы замещения к точке К-2 (110 кВ).....	10
2 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	14
2.1 Особенности выбора выключателей и разъединителей .....	14
2.2 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей на 220кВ .....	16
2.3 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей на 110кВ .....	18
3 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА .....	21
4 МОЛНИЕЗАЩИТА ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 220/110кВ .....	28
5 РАСЧЕТ ОКУПАЕМОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 220/110 КВ.....	35
6 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ РАБОТЕ С ЭЛЕГАЗОМ .....	38
6.1 Особенности элегаза.....	38
6.2 Меры безопасности при работе с чистым элегазом .....	40
6.3 Меры безопасности при работе с элегазом, загрязненным продуктами разложения .....	41
6.4 Меры безопасности при ремонте элегазовых выключателей .....	43
6.5 Требования правил охраны окружающей среды при работе с элегазом...	44
7 РЕМОНТ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ.....	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	52
Приложение А - Главная электрическая схема .....	53
Приложение Б - Разрез ячейки .....	54
Приложение В - Заземляющее устройство .....	55

## **ВВЕДЕНИЕ**

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 220/110 кВ расположено на территории АЭС, эксплуатируется 1964 года.

При анализе ОРУ 220/110 было выявлено электрооборудование, срок эксплуатации которого подходит к концу. Это приводит к более частым ремонтам и неполадкам, чаще происходят сбои в работе оборудования. Тем самым актуальность темы выпускной квалификационной работы (ВКР) обусловлена необходимостью обновления электрооборудования, для повышения надежности и безопасности станции. Так же, будет решена проблема больших расходов на текущие ремонты и обслуживание коммутационного электрооборудования.

Объектом исследования является открытое распределительное устройство напряжением 220/110 кВ.

Предметом исследования является коммутационное оборудование и дополнительные сооружения на открытом распределительном устройстве напряжением 220/110 кВ.

Цель ВКР: выбрать коммутационное оборудование для открытого распределительного устройства напряжением 220/110кВ.

Задачи, которые необходимо решить в ВКР:

- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать электрооборудование для замены;
- рассчитать заземляющий контур ОРУ;
- рассчитать молниезащиту ОРУ;
- рассчитать экономическую выгоду данного проекта;
- увеличить надежность электроснабжения;
- уменьшить стоимость эксплуатации электрооборудования ОРУ.

# 1 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ И РАСЧЕТ ТОКОВ ТРЕХФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

## 1.1 Описание схемы

ОРУ 220 выполнено в виде две системы шин с обходной, питается от трех генераторов ТГВ-200 через трансформаторы ТДЦ-250, установлены выключатели ВВБ-220/1000 и разъединители РНДЗ-220. От ОРУ 220 отходит две тупиковые линии и три линии в энергосистему. Связь между ОРУ 220 и ОРУ 110 выполнена через два автотрансформатора ТДЦТГА-240. ОРУ 110 кВ выполнено в виде двух систем шин с обходной, установлены выключатели ВВБМ-110/2000 и разъединители РЛНД-110. От ОРУ 110кВ отходит восемь линий, все они тупиковые. Главная схема приложение А, разрез ячейки приложение Б.

## 1.2 Схема замещения

Короткими замыканиями (К.З.) называют замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановки), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралами, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения [8].

Все электрические аппараты и токоведущие части электростанции должны быть выбраны таким образом, чтобы исключить разрушение их при прохождении по ним наибольшего трехфазного тока К.З. В связи с этим возникает необходимость расчета составляющих тока К.З.

Расчет производится в следующем порядке:

- по главной электрической схеме (рисунок 1) составляется электрическая схема замещения, которая путем постепенного преобразования приводится к

наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группы источников характеризующиеся определенным значением результирующей ЭДС  $E_x$  были связаны с точкой К.З. результирующем сопротивлением  $X_{рез}$  ;

- по закону Ома, зная значения, находятся периодические  $I_{по}$ , аperiodические  $i_a$ , ударные  $i_y$  и периодические составляющие тока К.З. для заданного момента времени  $t$ .

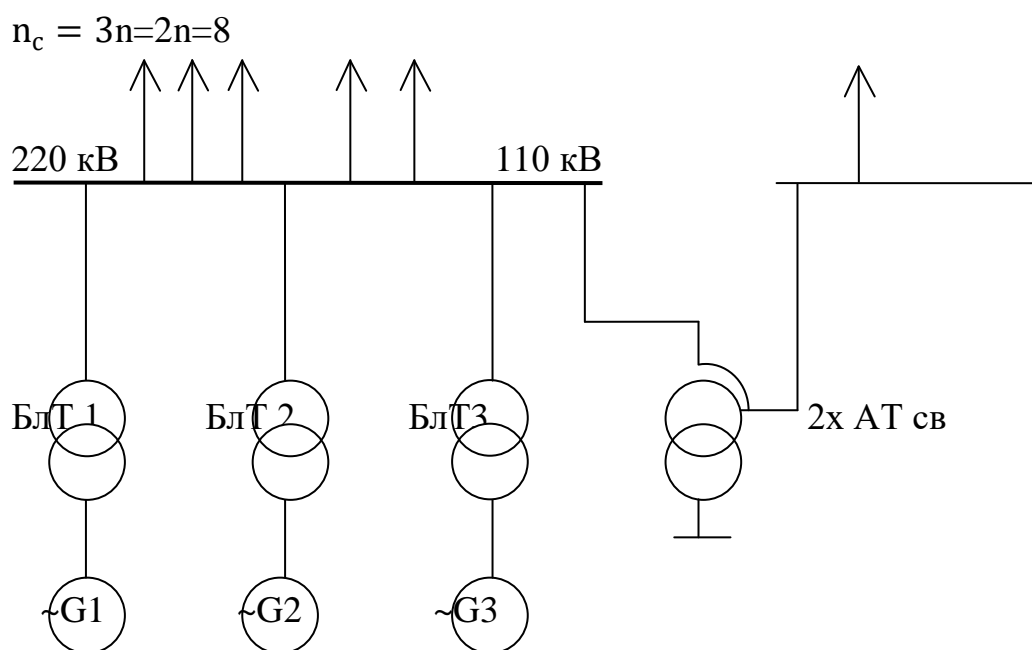


Рисунок 1 - Структурная схема проектируемой атомной электростанции мощностью 600 МВт

Связь с энергосистемой осуществляется по трем ВЛЭП 220 кВ длиной 44,1 км, 88,2 км и 143,7 км. Мощность системы  $S_C = 9070 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Сверхпереходное сопротивление системы  $X_c = 0,26 \text{ о.е.}$  Нагрузка питается по восьми ВЛ 110 кВ и по двум ВЛ 220 кВ.

Турбогенераторы: 3xТГВ-200;  $S_G = 235,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $X_d'' = 0,19 \text{ о.е.}$

Блочные трансформаторы: ТДЦ-250/220/15,75;  $S_T = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $u_k = 11\%$ .

Автотрансформаторы связи: АТДЦТН-250/220/110/15,75;  $S_{AT} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  
 $u_{к \text{ ВН-СН}} = 11\%$ ,  $u_{к \text{ ВН-НН}} = 32\%$ ,  $u_{к \text{ СН-НН}} = 20\%$ .

По структурной схеме составляется схема замещения, в которой учитываются только те сопротивления, через которые может подпитываться точка короткого замыкания.

Схема замещения для расчета трехфазного К.З. представлена на рисунке 2. Каждому сопротивлению в схеме присваивается свой порядковый номер, который сохраняется за данным сопротивлением в течении всего расчета. Расчет производится в относительных единицах[8].

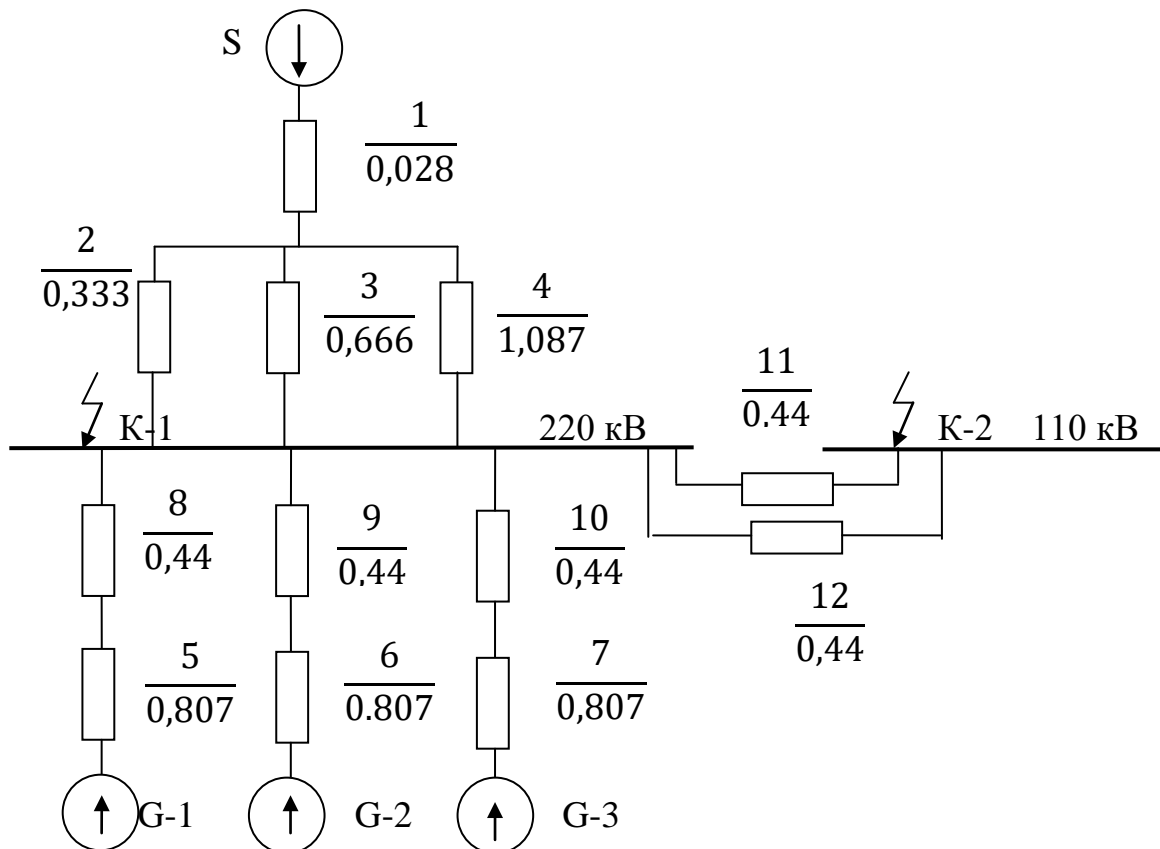


Рисунок 2 - Схема замещения атомной электростанции мощностью 600 МВт

Выполняем расчет сопротивления элементов схемы замещения.

Принимаем базисную мощность  $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}$ .

Сопротивление энергосистемы

$$X_c = X_{*c} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{номс}}}, \quad (1)$$

где  $X_{*c}$  – сопротивление энергосистемы, о.е.;

$S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВ·А;

$S_{\text{номс}}$  – мощность системы, МВ·А;



$$X_1 = X_c = 0,26 \cdot \frac{1000}{9070} = 0,0287 \text{ о. е.},$$

Сопротивление воздушных линий связи с энергосистемой

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (2)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление, о. е. ;

$l$  – длина линий, км ;

$U_{cp}$  – среднее напряжение линии, кВ,

$$X_2 = 0,4 \cdot 44,1 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,333 \text{ о. е.},$$

$$X_3 = 0,4 \cdot 88,2 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,666 \text{ о. е.},$$

$$X_4 = 0,4 \cdot 143,7 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,087 \text{ о. е.}$$

Сопротивление генераторов

$$X_G = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{номG}}, \quad (3)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление, о.е.;

$S_{номG}$  – номинальная полная мощность генератора, МВ\*А.

$$X_{5,6,7} = X_G = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,807 \text{ о. е.}$$

Сопротивление блочных трансформаторов

$$X_{Т250} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номТ}}, \quad (4)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания, % ;

$S_{номТ}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ \* А.

$$X_{8,9,10} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44 \text{ о. е.}$$

Сопротивление автотрансформаторов связи

$$X_{АТ} = \frac{u_{кВН-СН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{АТ}}, \quad (5)$$

где  $S_{АТ}$  – мощность автотрансформатора, МВ\*А.

$$X_{11} = X_{12} = X_{АТ} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44 \text{ о. е.} \quad (6)$$

Рассчитанные значения заносим на схему замещения. На схеме замещения (рисунок 2) все сопротивления указаны дробью, числитель – порядковый номер сопротивления, знаменатель – его числовое значение.

### 1.3 Преобразование схемы замещения к точке К-1(220 кВ)

Преобразуем схему замещения к точке К-1(рисунок 3). Рассчитанные значения заносим на схему замещения.

$$X_{13} = X_1 + \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 \cdot X_3 + X_2 \cdot X_4 + X_3 \cdot X_4}, \quad (7)$$

$$X_{13} = 0,0287 + \frac{0,333 \cdot 0,666 \cdot 1,087}{0,333 \cdot 0,666 + 0,333 \cdot 1,087 + 0,666 \cdot 1,087} = 0,213 \text{ о. е.},$$

$$X_{14} = \frac{X_5 + X_8}{3} = \frac{0,807 + 0,44}{3} = 0,416 \text{ о. е.} \quad (8)$$

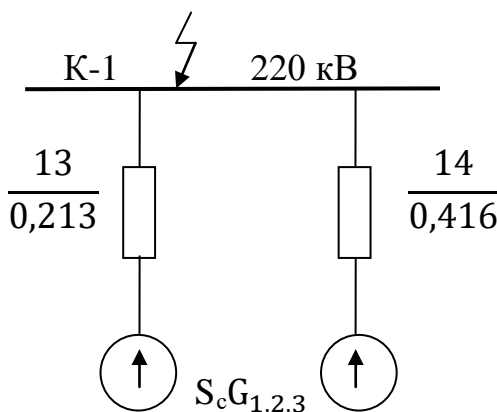


Рисунок 3– Схема преобразования к точке К-1

Расчет составляющих токов трехфазного короткого замыкания ( $I_{по}, I_{пт}, i_{уд}, i_a$ ) для точки К-1 (220 кВ) приведен ниже в таблице 1.

### 1.4 Преобразование схемы замещения к точке К-2 (110 кВ)

Преобразуем схему замещения к точке К-2 (рисунок 4) показан с этапами преобразования. Рассчитанные значения заносим на схему замещения.

$$X_{15} = \frac{X_{14}}{2} = \frac{0,44}{2} = 0,22 \text{ о. е.} \quad (9)$$

Находим эквивалентное сопротивление

$$X_{\text{эк}} = \frac{X_{13} \cdot X_{14}}{X_{13} + X_{14}} = \frac{0,213 \cdot 0,416}{0,213 + 0,416} = 0,141 \text{ о. е.} \quad (10)$$

Коэффициенты распределения по ветвям

$$C_1 = \frac{X_{\text{эк}}}{X_{13}} = \frac{0,141}{0,213} = 0,662 \text{ о. е.}, \quad (11)$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{эк}}}{X_{14}} = \frac{0,141}{0,416} = 0,338 \text{ о. е.} \quad (12)$$

Таблица 1 – Расчет токов короткого замыкания в точке К-1 (220 кВ)

Формула	Расчет	
	Система	Генераторы G <sub>1-3</sub>
$X_{\text{рез}}$	0,213	0,416
$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \text{ кА}$	$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51$	
$E_d''$	1	1,13
$I_{\text{по}} = \frac{E_d'' \cdot I_6}{X_{\text{рез}}}, \text{ кА}$	$\frac{1 \cdot 2,51}{0,213} = 11,784$	$\frac{1,13 \cdot 2,51}{0,416} = 6,818$
$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{номветви}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \text{ кА}$	$\frac{9070}{\sqrt{3} \cdot 230} = 22,795$	$\frac{3 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,774$
$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}}$	$\frac{11,784}{22,795} = 0,517$	$\frac{6,818}{1,774} = 3,84$
$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.}}, \text{ с}$	0,01 + 0,04 = 0,05	
$\gamma_{\text{пт}} = \frac{I_{\text{пт}}}{I_{\text{по}}}$	1	0,91
$I_{\text{пт}} = \gamma_{\text{пт}} \cdot I_{\text{по}}, \text{ кА}$	11,784	0,91 · 6,818 = 6,204
$K_y$	1,717	1,965
$T_a, \text{ с}$	0,03	0,26
$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 11,784 \cdot 1,717 = 28,529$	$\sqrt{2} \cdot 6,818 \cdot 1,965 = 18,890$
$e^{-\tau/T_a}$	0,189	0,825
$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 11,784 \cdot 0,189 = 3,14$	$\sqrt{2} \cdot 6,818 \cdot 0,825 = 7,931$

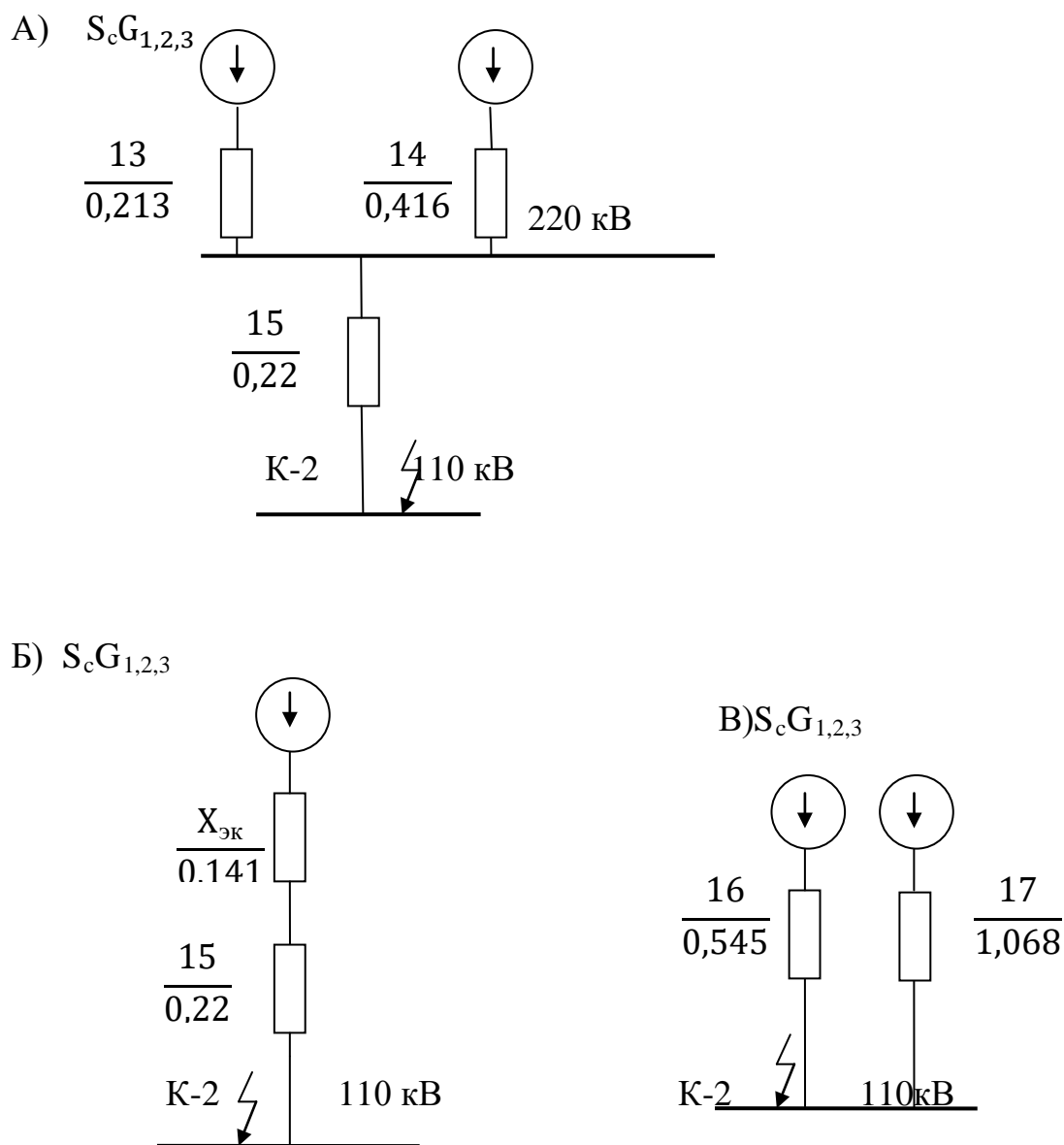


Рисунок 4 - Схема преобразования к точке К-2

Находим результирующее сопротивление

$$X_{рез} = X_{эк} + X_{15} = 0,141 + 0,22 = 0,361 \text{ о. е.} \quad (13)$$

Результирующие сопротивления ветвей

$$X_{16} = X_{резC} = \frac{X_{рез}}{C_1} = \frac{0,361}{0,662} = 0,545 \text{ о. е.}, \quad (14)$$

$$X_{17} = X_{рез G_{1,2,3}} = \frac{X_{рез}}{C_2} = \frac{0,361}{0,338} = 1,068 \text{ о. е.} \quad (15)$$

Расчет составляющих токов трехфазного короткого замыкания для точки К-2 (110 кВ) произведён аналогично и приведен ниже в таблице 2.

Таблица 2 - Расчет токов короткого замыкания в точке К-2 (110 кВ)

Формула	Расчет	
	Система	Генераторы G <sub>1-3</sub>
$X_{рез}$	0,545	1,068
$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \text{ кА}$	$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026$	
$E_d''$	1	1,13
$I_{no} = \frac{E_d'' \cdot I_{\sigma}}{X_{рез}}, \text{ кА}$	$\frac{1 \cdot 5,026}{0,545} = 9,222$	$\frac{1,13 \cdot 5,026}{1,068} = 5,318$
$I'_{НОМ} = \frac{S_{НОМ ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \text{ кА}$	$\frac{9070}{\sqrt{3} \cdot 115} = 45,589$	$\frac{3 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,548$
$\frac{I_{no}}{I'_{НОМ}}$	$9,222/45,589 = 0,202$	$5,318/3,548 = 1,499$
$\tau = 0,01 + t_{c.в.}, \text{ с}$	0,01 + 0,06 = 0,07	
$\gamma_{\pi\tau} = \frac{I_{\pi\tau}}{I_{no}},$	1	0,98
$I_{\pi\tau} = \gamma_{\pi\tau} \cdot I_{no}, \text{ кА}$	9,222	5,212
$K_y$	1,717	1,965
$T_a, \text{ с}$	0,03	0,26
$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_y, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 9,222 \cdot 1,717 = 22,326$	$\sqrt{2} \cdot 5,318 \cdot 1,965 = 14,734$
$e^{-\tau/T_a}$	0,097	0,764
$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a}, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 9,222 \cdot 0,097 = 1,261$	$\sqrt{2} \cdot 5,318 \cdot 0,764 = 5,729$

## **2 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **2.1 Особенности выбора выключателей и разъединителей**

Выбор типа и варианта конструкции выключателя с заданными параметрами, принимаемого для проектирования и производства, является весьма сложной и ответственной задачей, для успешного решения которой необходимо знание характерных особенностей отдельных типов и конструкций современных выключателей переменного тока высокого напряжения, их технико-эксплуатационных и технико-экономических показателей. При решении данной задачи должны учитываться не только заданные предполагаемые условия работы, но также современные тенденции в развитии научного и технического прогресса как в области выключательного строения, так и в области проектирования и строительства современных электроэнергетических сооружений. Весьма важное значение эти вопросы имеют при выборе типа и конструкции выключателя, предназначенного для массового или крупносерийного производства.

Во всех случаях выбор должен основываться, на сопоставлении всех показателей существующих типов выключателей на данные, параметры и на оценке принципиальной и практической возможностей получения от конструкции выбранного типа и требуемых исходных характеристик.

Краткая классификация по сравнительной оценке отдельных типов выключателей переменного тока высокого напряжения. С точки зрения выбора типа целесообразно классифицировать выключатели по следующим признакам:

- по роду дугогасящей среды;
- по способу гашения дуги;
- по способу электрической изоляции находящихся под высоким напряжением токоведущих и других частей;
- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по коммутационной (отключающей и включающей) способности;

- по степени быстродействия;
- по пригодности для мгновенных АПВ;
- по конструктивной связи приводного механизма выключателей с приводом;
- по роду установки.

При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, т.к. заводами – изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например:

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{откл.ном}} ; \quad (16)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} . \quad (17)$$

Допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

$$\text{- по напряжению установки } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (18)$$

$$\text{- по длительному току } I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} ; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (19)$$

- по отключающей способности.

Если условие  $I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл ном}}$  не соблюдается, а  $i_{\text{а,т}} > i_{\text{а.ном}}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току К.З.:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл ном}} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right). \quad (20)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам К.З.:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}} , I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{дин}} , \quad (21)$$

где  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости выключателя, А;

$I_{\text{дин}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока К.З, А.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока К.З.:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п.0}}(t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} , \quad (22)$$

где  $W_{\text{к}}$ -тепловой импульс тока К.З. по расчету,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{тер}$  - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости), А;

$t_{тер}$  - длительность протекания тока термической стойкости, с [8].

В данной работе будет производиться выбор элегазовых выключателей, так как они обладают преимуществами над масляными и воздушными выключателями:

- благодаря дугогасительным свойствам элегаза такие выключатели имеют очень короткое время горения дуги;
- диэлектрическая прочность элегаза в 2 -3 раза больше чем воздуха, такие выключатели могут прервать гораздо больше токи;
- бесшумный в эксплуатации благодаря закрытому циклу газа;
- благодаря закрытой газовой камере, внешняя часть выключатель остается сухой и нет проблем с влагой;
- нет риска возгорания, так как гексафторид серы не воспламеняем;
- низкие расходы на обслуживание, нет строгих ограничений по эксплуатации, минимум дополнительного оборудования;
- элегазовые выключатели полностью изолированы от атмосферы, они хорошо подходят для использования во взрывоопасных местах [20,21].

Выбор разъединителей значительно проще, чем выбор выключателей, так как разъединители не предназначены для отключения ни нормальных, ни тем более аварийных токов. В связи с этим при выборе их ограничиваются определением необходимых рабочих параметров: номинального напряжения  $U$  и длительного номинального тока, а также проверкой на термическую и динамическую стойкость при сквозных токах  $K.З$ .

## **2.2 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей на 220кВ**

Паспортные данные выключателя типа ВГТ-220- 40/2500ХЛ1:

- номинальное напряжение: 220 кВ;



- наибольшее рабочее напряжение: 252 кВ;
- номинальный ток: 2500 А;
- номинальный ток отключения: 40 кА;
- ток термической стойкости: 40 (3) кА (с);
- собственное время отключения: 35 мс;
- полное время отключения: 55 мс;
- собственное время включения: 62мс [15].

Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является для исполнения ХЛ1 – смесь газов (элегаз SF<sub>6</sub> + тетрафторметан CF<sub>4</sub>). Элегазовый выключатель ВГТ-220 колонковый. Состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК. В приводе имеется автоматическое управление 2-мя ступенями обогрева шкафа и контроль их исправности. Выключатели изготавливаются в климатических исполнениях У1 и ХЛ1. Естественный уровень утечек элегаза – не более 0,5% в год. Наличие двух дугогасительных устройств на фазу в выключателях ВГТ-220 с делением отключаемой дуги на две части, с соответствующим снижением отключаемой каждым разрывом мощности, обеспечивает высокий коммутационный ресурс.

Паспортные данные разъединителя типаSGF-245:

- номинальное напряжение: 220 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение: 252 кВ;
- номинальный ток: 3150 А;
- ток термической стойкости: 50 (3) кА (с) [18].

Разъединители SGF предназначены для создания видимых разрывов в электрических цепях и, в случае необходимости, заземления участков. Они так же пригодны для коммутации малых токов, при которых на их выводах не происходит значительного изменения напряжения.

Двухколонковые разъединители SGF горизонтально-поворотного типа могут быть применены на высоковольтных подстанциях любого номинальным напряжением 110, 150, 220, 330 и 500 кВ. Они выпускаются на номинальные токи от 1600 до 4000 А (в зависимости от типа). Для заземления отключенных участков цепи каждый полюс разъединителя может оборудоваться одним или двумя заземляющими ножами.

Все расчетные данные, а также паспортные данные выбранных выключателей и разъединителей сносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Сравнения расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГТ-220- 40/2500ХЛ1	SGF-245
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 657 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{п,т} = 11.78 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,т} = 7.93 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном} / 100 =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40 / 100 = 22.56 \text{ кА}$	-
$I_{п.0} = 11.78 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 28.53 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = I_{п.0}^2 (t_{отк} + T_a) =$ $= 11.78^2 (0.05 + 0.26) = 43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{a,т} =$ $= 1.41 \cdot 11.78 + 7.93 = 24.54 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100) = 1.41 \cdot 40 \cdot ($ $1 + 40 / 100) = 78.96 \text{ кА}$	-

### 2.3 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей на 110кВ

Паспортные данные выключателя типа ВГТ-110- 40/2500ХЛ1:

- номинальное напряжение: 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение: 126 кВ;
- номинальный ток: 2500 А;
- номинальный ток отключения: 40 кА;

- ток термической стойкости: 40 (3) кА (с);
- собственное время отключения: 35 мс;
- полное время отключени,: 55 мс;
- собственное время включения: 62мс [15].

Паспортные данные разъединителя типаSGF-123:

- номинальное напряжение: 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение: 126 кВ;
- номинальный ток: 3150 А;
- ток термической стойкости: 50 (3) кА (с) [16].

Все расчетные данные, а также паспортные данные выбранных выключателей и разъединителей на 110кВ сносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Сравнения расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГТ-110- 40/2500ХЛ1	SGF-123
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1314 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{п,т} = 9.22 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,т} = 5.73 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} * \beta_n * I_{отк.ном} / 100 =$ $\sqrt{2} * 40 * 40 / 100 = 22,56 \text{ кА}$	-
$I_{п.0} = 9.22 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 22.3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = I_{п.0}^2 (t_{отк} + T_a) =$ $= 9.22^2 (0,07 + 0,26) = 28,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{a,т} =$ $= 1,41 \cdot 9.22 + 5.73 = 18.73 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100) = 1,41 \cdot 40 \cdot$ $(1 + 40 / 100) = 78,96 \text{ кА}$	-

Выключатели серии ВВБ и ВВБМ, требуют ежегодный текущий ремонт и капитальный ремонт раз в 4 года. Воздушные выключатели сняты с производства, что очень сильно усложняет их ремонт и замену, на рынке представлены в основном бывшие в употреблении. Выключатели ВВБ и ВВБМ выбрасывают продукты дугогашения в атмосферу и требуют наличие компрессорных устано-

вок. Обслуживание и ремонт компрессоров значительно увеличивает расходы на эксплуатацию.

Элегазовый выключатель серии ВГТ имеет межремонтный период в 15 лет. Выключатель ВГТ имеет замкнутую дугогасительную камеру, что исключает выброса продуктов дугогашения в атмосферу. Использование элегаза, как дугогасящей среды более эффективно в сравнении со сжатым воздухом и маслом. Элегазовый выключатель не требует дополнительного оборудования и сооружений, что снижает эксплуатационные расходы на их содержание. К недостатком элегазовых выключателей можно отнести их высокую стоимость, высокие требования к качеству элегаза, относительно высокая стоимость SF<sub>6</sub> [20,21].

### **3 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА**

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжении 380 В и выше переменного тока, 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках – при напряжении 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока.

В электрических установках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, металлические конструкции зданий и сооружений и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ограничителей перенапряжения или разрядников, стержневых и трассовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

Обычно для все трех типов заземления используют одно заземляющее устройство, выполненное в виде прямоугольника из горизонтальных и вертикальных заземлителей.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители [21].

Для заземляющих устройств в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители:

- водопроводные трубы, проложенные в земле;
- металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей;
- металлические оболочки кабелей (кроме алюминиевых);
- обсадные трубы артезианских скважин.

Запрещается в качестве заземлителей использовать трубопроводы с горючими жидкостями и газами, трубы теплотрасс.

Естественные заземлители должны иметь присоединение к заземляющей сети не менее чем в двух разных местах.

В качестве искусственных заземлителей применяют:

- стальные трубы диаметром 3-5 см, толщиной стенок 3,5 мм,
- длиной 2-3 м;
- полосовую сталь толщиной не менее 4 мм;
- угловую сталь толщиной не менее 4 мм;
- прутковую сталь диаметром не менее 10 мм, длиной до 10 м и более.

Для искусственных заземлителей в агрессивных почвах (щелочных, кислых и др.), где они подвергаются усиленной коррозии, применяют медь, омедненный или оцинкованный металл.

В качестве искусственных заземлителей нельзя применять алюминиевые оболочки кабелей, а также голые алюминиевые проводники, так как в почве они окисляются, а окись алюминия - это изолятор.

Величина сопротивления заземлителя зависит от удельного сопротивления грунта, в котором заземлитель находится; типа размеров и расположения элементов, из которых заземлитель выполнен; количества и взаимного расположения электродов.

Величина сопротивления заземлителей может изменяться в несколько раз в зависимости от времени года. Наибольшее сопротивление заземлители имеют зимой при промерзании грунта и в засушливое время.

Наибольшее допустимое значение сопротивления заземления в установках до 1000 В: 10 Ом — при суммарной мощности генераторов и трансформаторов 100 кВА и менее, 4 Ом — во всех остальных случаях.

Указанные нормы обосновываются допустимой величиной напряжения прикосновения, которая в сетях до 1000 В не должна превышать 40 В.

В установках свыше 1000 В допускается сопротивление заземления  $R_3 < 125/I_3$  Ом, но не более 4 Ом или 10 Ом.

В установках свыше 1000 В с большими токами замыкания на землю сопротивление заземляющего устройства не должно быть более 0,5 Ом для обеспечения автоматического отключения участка сети в случае аварии.

Заземляющее устройство на электростанциях и подстанциях служит:

- для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала, так называемое защитное заземление;
- для присоединения нейтралей генераторов, трансформаторов - рабочее заземление;
- для присоединения средств грозозащиты - разрядников, молниеотводов.

Все перечисленные функции выполняет одно общее заземляющее устройство, которое выбирается по наиболее жестким требованиям и удовлетворяет всем остальным. Краткая характеристика ОРУ 220/110 кВ представлена в таблице 5.

На электростанциях и подстанциях таким заземлением является защитное заземление. Оно, как правило, удовлетворяет требованиям рабочего заземления, а во многих случаях может служить для заземления средств грозозащиты и обеспечивает безопасную работу обслуживающего персонала.

Таблица 5 - Краткая характеристика ОРУ 220/110 кВ

ОРУ, U	Количество и мощность трансформаторов, шт.	Общая площадь ОРУ, м <sup>2</sup>
220кВ	2 автотрансформатора по 250 МВА и 3 блочных трансформатора по 250 МВА	≈ 40000
110 кВ	-	≈25000

Площадь заземляющего контура ОРУ 220/110 АЭС:

$$S_{\text{ору-220/110}} = 65000 \text{ м}^2;$$

$$\rho_1 = \rho_{\text{вс}} = 15700 \text{ Ом} \cdot \text{см} = 157 \text{ Ом} \cdot \text{м} ; \quad (23)$$

$n_1 = 2 \text{ м}$  – толщина верхнего слоя грунта;

$l_{\text{в}} = 2,5 \text{ м}$  – длина вертикального заземлителя;

$a = 5 \text{ м}$  – расстояние между вертикальными заземлителями;

$t = 0,7 \text{ м}$  – глубина залегания заземляющих электродов;

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}} - \text{расчетная длительность воздействия, с.}; \quad (24)$$

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.};$$

$I_3$  - ток, стекающий с заземлителя, принимается  $I_3 = 24,532 \text{ кА}$ .

Поперечные заземлители укладываются с переменным шагом с увеличением к центру: 4,5,6,7.5,9,11,13.5,16,20 м. Число поперечных полос ОРУ 220 - 34 по 135 м и ОРУ 110 – 18 по 123 м. Продольные заземлители укладываются с интервалом в 20м. Число продольных полос ОРУ 220 - 8 по 290 м и ОРУ 110 – 7 по 160 м.

Длина горизонтальных заземлителей:

$$L_{\text{Г}} = 34 \cdot 135 + 18 \cdot 123 + 8 \cdot 290 + 7 \cdot 160 = 10244 \text{ м}. \quad (25)$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{P}{l_{\text{в}}} = \frac{220 + 123 + 290 + 135 + 290 + 85 + 123}{5} = 253,2. \quad (26)$$

Длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\text{в}} = n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} = 253 \cdot 2,5 = 632,5 \text{ м}.$$

(27)



Для  $\tau_B=0,18$  находится допустимое напряжение прикосновения  $U_{пр.д}=450$

В.

Определяется коэффициент прикосновения:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l \cdot L}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (28)$$

где  $M$  – параметр, зависящий от  $\rho_1 / \rho_2 = 157/60 = 2,62M = 0,66$ ;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению человека  $R_{ч}$  и сопротивлению растекания тока от ступней  $R_c$ , в расчетах  $R_{ч} = 1000$  Ом,  $R_c = 1,5 \cdot \rho_{вс}$ .

$$\beta = \frac{1000}{1000 + B1 \cdot 1,5} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 157} = 0,809 \text{ ом/м}, \quad (29)$$

$$K_n = \frac{0,66 \cdot 0,809}{\left( \frac{2,5 \cdot 10244}{5 \cdot \sqrt{65000}} \right)^{0,45}} = 0,138.$$

Определяется напряжение на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{пр.дон}}{K_n}, \quad (30)$$

$$U_3 = \frac{450}{0,138} = 3260,8B,$$

что в пределах допустимого 10 кВ [6].

Определяется допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} = \frac{U}{I_3}, \quad (31)$$

где  $I_3$  – ток, стекающий с заземлителя;

$$R_{з.дон} = \frac{3260,8}{24532} = 0,133 \text{ Ом},$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{65000} = 254,95 \text{ м}.$$

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\bar{a}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{10244}{2 \cdot 254,95} - 1 = 19,09. \quad (32)$$

Принимаем  $m = 20$ .

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 254,95 \cdot (20 + 1) = 10708 \text{ м}. \quad (33)$$

Длина сторон ячейки:

$$e = \frac{254,95}{20} = 12,75 \text{ м}. \quad (34)$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{2,5 + 0,7}{254,95} = 0,0126 < 0,1 \text{ тогда по [19]}, \quad (35)$$

$$A = \left( 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \right) = \left( 0,444 - 0,84 \cdot \frac{2,5 + 0,7}{254,95} \right) = 0,433. \quad (36)$$

По таблице для  $\rho_1 / \rho_2 = 2,6$ ;  $a / l_b = 5/2,5 = 2$ ,

$$\frac{n_1 - t}{l_e} = \frac{2 - 0,7}{2,5} = 0,52. \quad (37)$$

Определяется  $\rho_3 / \rho_2 = 1,15$ ;  $\rho_3 = 1,15 \cdot \rho_2 = 1,13 \cdot 60 = 67,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_\zeta = \hat{A} \cdot \frac{\hat{A}'_y}{\sqrt{S}} + \frac{\hat{A}_y}{L'_a + L_a}, \quad (38)$$

$$R_3 = 0,433 \cdot \frac{67,8}{254,95} + \frac{67,8}{10708 + 632,5} = 0,1209 \text{ Ом},$$

что меньше допустимого  $0,133 \text{ Ом}$ .

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_n \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (39)$$

$$U_{np} = 0,138 \cdot 24532 \cdot 10^3 \cdot 0,1209 = 409,3 \text{ В},$$

что меньше допустимого  $450 \text{ В}$ .

Заземляющее устройство подходит, схема заземления приведена в приложении В.

#### **4 МОЛНИЕЗАЩИТА ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 220/110 кВ**

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Молнии характеризуются большим разрушающим действием, объясняемым большими амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозových волн, набегających с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

- открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты;
- здания машинного зала и закрытые распределительные устройства (ЗРУ);
- здания маслохозяйства.

ОРУ станций и подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на изготовление. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используется их защитная зона. Но при поражении порталного молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале значительно возрастает напряжение. Это напря-

жение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции.

Порядок расчета стержневых молниеотводов для ОРУ 220 кВ:

$$h_a \geq D/8 \cdot p,$$

$$h = h_a + h_x - \text{полная высота молниеотвода}, \quad (40)$$

где  $h_a$  – активная высота молниеотвода;

$$h_{x1} = 11,35 \text{ м}, h_{x2} = 5,5 \text{ м} - \text{высота защищаемого объекта}; p = 1 \text{ при } h \leq 30 \text{ м},$$

$D = 147 \text{ м}$  – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$$h_a \geq 218/8 \cdot 1 = 18,37 \text{ м. принимаем } 20 \text{ м.}$$

$$h = 11,35 + 20 = 31,35 \text{ м. принимаю } 35 \text{ м.}$$

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h < 150 \text{ м}$  представляет собой конус с высотой:

$$h_o = 0,85h; \quad (41)$$

$$h_o = 0,85 \cdot 35 = 30 \text{ м};$$

Радиусы на уровне земли и уровне защищаемого оборудования:

$$r_o = (1,1 - 0,002h)h; \quad (42)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - h_x/0,85); \quad (43)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot 35 = 35,5 \text{ м};$$

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot (35 - 11,35/0,85) = 22 \text{ м.}$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot (35 - 5,5/0,85) = 29 \text{ м.}$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии  $h < L_1 < 3h$  образуют общую зону защиты (рисунок 5). Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии, наинизшая точка этого гребня имеет высоту:

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L_1 - h);$$

$$r_{cx} = r_o (h_c - h_x) / h_c;$$

$$r_c = r_o;$$

$$h_c = 38 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 35)(147 - 35) = 20 \text{ м,}$$

$$r_{cx1} = 35,5 (20 - 11,35) / 20 = 15,75 \text{ м,}$$

$$r_{cx2} = 35,5 (20 - 5,5) / 20 = 26 \text{ м,}$$

$$r_c = 35,5 \text{ м.}$$

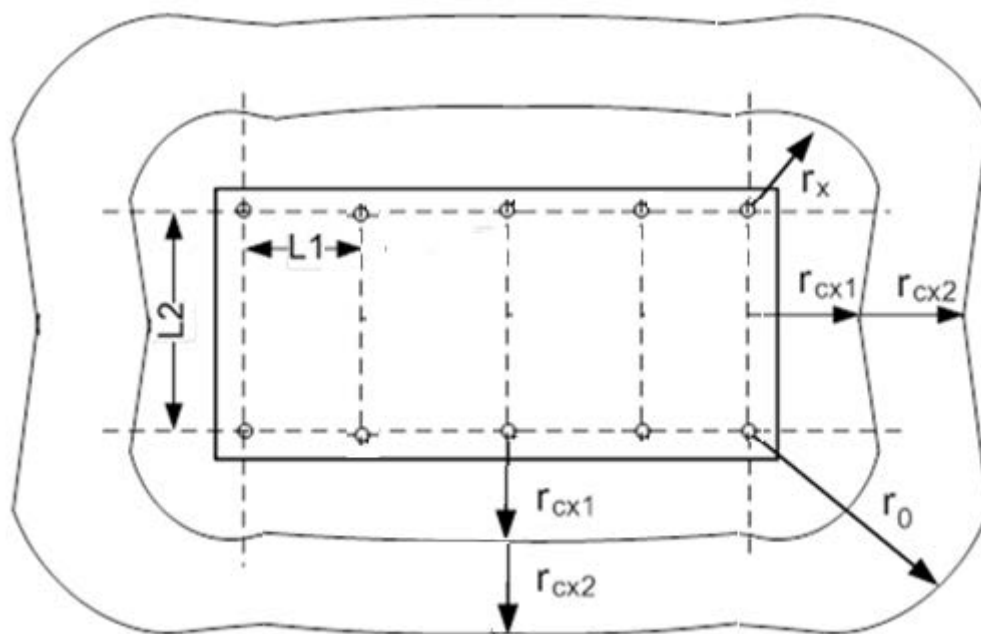


Рисунок 5 - Схема молниезащиты открытого распределительного устройства  
220 кВ

Порядок расчета стержневых молниеотводов для ОРУ 110 кВ:

$h_{x1} = 11,35 \text{ м}$ ,  $h_{x2} = 5,5 \text{ м}$  – высота защищаемого объекта;  $p = 1$  при  $h \leq 30 \text{ м}$ ,

$D = 130 \text{ м}$  – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$h_a \geq 130 / 8 \cdot 1 = 16 \text{ м}$ , принимаем  $20 \text{ м}$ ;

$h = 11,35 + 20 = 31,35 \text{ м}$ , принимаем  $35 \text{ м}$ ;

$h_o = 0,85 \cdot 35 = 39,75 \text{ м}$ ;

Радиусы на уровне земли и уровне защищаемого оборудования:

$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 45) \cdot 35 = 37 \text{ м}$ ;

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot (35 - 11,35/0,85) = 20,3 \text{ м};$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot (35 - 5,5/0,85) = 28,4 \text{ м}.$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии  $h < L_1 < 3h$  образуют общую зону защиты (рисунок 6). Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии; наинизшая точка этого гребня имеет высоту

$$h_c = 35 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 35)(130 - 35) = 19 \text{ м.},$$

$$r_{cx1} = 20,3 (19 - 11,35) / 19 = 8,4 \text{ м},$$

$$r_{cx2} = 28,4 (19 - 8,4) / 19 = 16,4 \text{ м},$$

$$r_c = 37 \text{ м}.$$

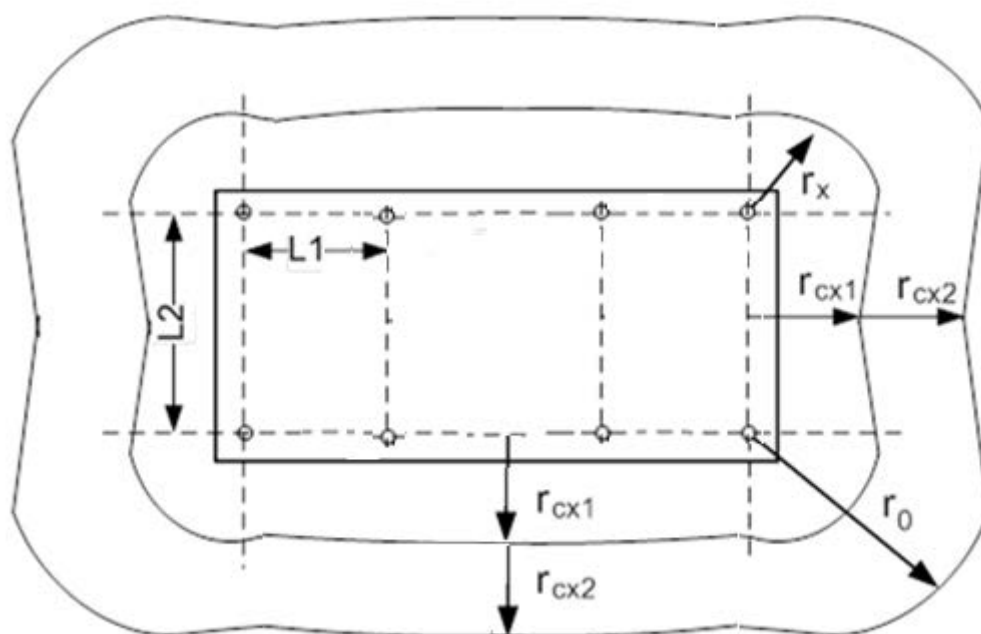


Рисунок 6 - Схема молниезащиты открытого распределительного устройства  
110 кВ

Молниеотводы состоят из молниеприемника, несущей конструкции, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии. Поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Несущая конструкция несет на себе молниеприемник и токоотвод, объединяет все элементы молниеотвода в единую, жесткую, механически прочную конструкцию.

В электроустановках молниеотводы устанавливаются вблизи токоведущих частей, находящихся под рабочим напряжением. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки вызывает тяжелую аварию. Поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы в эксплуатации случаи падения молниеотвода на оборудование электростанций и подстанций.

Токоотвод соединяет молниеприемник с заземлителем и предназначен для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Поэтому он рассчитывается на тепловые и электродинамические воздействия, связанные с прохождением по нему тока молнии. Заземлитель молниеотвода служит для отвода тока молнии от молниеприемника с токоотводом в землю и снижения потенциала элементов молниеотвода. В электроустановках заземлитель определяет эффективность и надежность защиты, состоящей из молниеотводов. Заземлители молниеотводов работают в различных условиях: в сухом грунте или при постоянном воздействии влаги с растворенными в ней различными солями и кислотами, содержащимися в грунте, которые определяют в основном электропроводность земли. Но эти же растворы создают условия для быстрой коррозии металла. Поэтому при выборе конструкции и материала заземлителя учитываются условия, в которых он должен работать. Молниеприемники изготавливаются из прокатной стали любого профиля сечением не менее  $100 \text{ мм}^2$ , при длине не более 2,5 м. Несущая конструкция несет на себе молниеприемник и токоотвод, объединяет все элементы молниеотвода в единую, жесткую, механически прочную конструкцию. В энергетике получили широкое распространение конструкции молниеотводов с деревянными, железобетонными и металлическими опорами.

Токоотвод соединяет молниеприемник с заземлителем и предназначен для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Поэтому он рассчитывается на тепловые и электродинамические воздействия, связанные с прохождением по нему тока молнии. Токоотводы у молниеотводов с деревян-



ными опорами изготавливаются различного профиля с сечением, рассчитанным для прохождения полного тока молнии. Рекомендуется брать круглую сталь диаметром не менее 6 мм<sup>2</sup>, угловую сталь сечением не менее 48 мм<sup>2</sup> и толщиной стенки 4 мм.

На металлических и железобетонных конструкциях ОРУ, как правило, устанавливаются молниеотводы с металлическими несущими частями. Конструкция их крепления определяется особенностями той конструкции ОРУ, к которой крепится стержневой молниеотвод. Обычно конструкция молниеотводов, устанавливаемых на конструкциях ОРУ, представляет собой стальную трубу, нередко состоящую из труб нескольких диаметров. Молниеотводы высотой более 5 м в основании имеют решетчатую конструкцию из угловой стали.

Заземлители молниеотводов служат для отвода тока молнии в землю. Исходя из требований грозоупорности ЭУ, сопротивления заземлителей не должны превосходить 10-15 Ом.

Открытые распределительные устройства электростанций и подстанций, как правило, защищаются от прямых ударов молнии (ПУМ) стержневыми молниеотводами и только для защиты протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ от ПУМ может быть осуществлена установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанции или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями. Защита ОРУ от ПУМ, выполненная установленными на конструкциях ОРУ стержневыми молниеотводами, дешевле защиты, выполненной из отдельно стоящих молниеотводов.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, требуют меньше металла на изготовление, чем отдельно стоящие молниеотводы. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используются их защитные зоны. Но при поражении молниеотвода, установленного на портале ОРУ, ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта им-

пульса тока на молниеотводе и на портале, на котором он установлен, значительно возрастает напряжение.

Соединение отдельных частей токоотвода между собой, с молниеприемником и с заземлителем производится при помощи сварки. Для предохранения от коррозии токоотводы окрашиваются.

## 5 РАСЧЕТ ОКУПАЕМОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 220/110 кВ

Экономическое обоснование эффективности практического использования новых технических или технологических разработок основывается на общих методических положениях теории экономической эффективности капитальных вложений. Однако специфика каждого научно-технического решения требует и индивидуального подхода при его экономическом обосновании.

При экономическом обосновании замены выключателей критерием оценки является срок окупаемости затрат, вызванных установкой новых устройств.

На ОРУ 220/110 кВ будут устанавливаться:

- 12 выключателей марки ВГТ-220- 40/2500ХЛ1 стоимость 2950000 с учетом НДС.

- 13 выключателей ВГТ-110- 40/2500ХЛ1 стоимостью 1700000 рублей с учетом НДС.

Единовременные капиталовложения на приобретение, монтаж и наладку оборудования определяются по формуле:

$$K_{\text{нвк}} = K_{\text{о}} + K_{\text{м}} + K_{\text{дем}},$$

где  $K_{\text{нвк}}$  - капиталовложения на приобретение и наладку оборудования, руб.;

$K_{\text{о}}$  - капиталовложения на приобретение оборудования, руб.;

$K_{\text{м}}$  - капиталовложения на проведение монтажно-наладочных работ, руб.;

$K_{\text{дем}}$ -капиталовложения на демонтаж старого оборудования, руб.;

Капиталовложения на проведение монтажно-наладочных работ рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{м}} = 0.07 \cdot K_{\text{о}}. \quad (45)$$

Капиталовложения на проведение демонтажа рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{дем}} = 0.4 \cdot K_{\text{м}}. \quad (46)$$

Рассчитываем капиталовложение для установки элегазовых выключателей ВГТ-220 кВ:

$$K_O = 12 \cdot 2950 = 35400 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_M = 0.07 \cdot 35400 = 2478 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{дем}} = 0.4 \cdot 770 = 991 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{нвк эл220}} = 35400 + 2478 + 991 = 38859 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем капиталовложения для установки вакуумных выключателей серии ВГТ-110кВ:

$$K_O = 13 \cdot 1700 = 22100 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_M = 0.07 \cdot 22100 = 1647 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{дем}} = 0.4 \cdot 1175280 = 618 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{нвк эл110}} = 22100 + 1647 + 618 = 24365 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем текущие расходы на содержание и обслуживание элегазовых выключателей методом укрупненных расчетов.

Текущее обслуживание для элегазовых выключателей типа ВГТ-220:

$$C_{\text{обс}} = 1 \% \text{ от } K_{\text{нвк}}, \quad (47)$$

$$C_{\text{обс}} = 35400 \cdot 0.01 = 354 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления при сроке службы в 50 лет:

$$C_a = \frac{35400}{50} = 708 \text{ тыс. руб.} \quad (48)$$

Общие годовые расходы:

$$C_{\text{тек эл}} = C_{\text{обс}} + C_a = 354 + 708 = 1062 \text{ тыс. руб.} \quad (49)$$

Текущее обслуживание для элегазовых выключателей типа ВГТ-110:

$$C_{\text{обс}} = 1 \% \text{ от } K_{\text{нвк}}, \quad (50)$$

$$C_{\text{обс}} = 22100 \cdot 0.01 = 221 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления при сроке службы в 50 лет:

$$C_a = \frac{22100}{50} = 442 \text{ тыс. руб.} \quad (51)$$

Общие годовые расходы:

$$C_{\text{тек эл}} = C_{\text{обс}} + C_a = 221 + 442 = 663 \text{ тыс. руб.} \quad (52)$$

Старые выключатели:

- ВВБ-220 стоимостью 700 тыс. руб. штука
- ВВЭ-110 стоимостью 650 тыс. руб. штука

Исследования показали, что для выключателей, находящихся в эксплуатации более 70 % нормативного срока службы, расходы на ремонт существенно возрастают и в среднем составляют  $N_{\text{рем}}$  (25–30 %) от их стоимости ( $K_{\text{ств}}$ ). Поэтому при определении укрупненным методом расчетов ( $C_{\text{рем}}$ ) используется зависимость:

$$C_{\text{рем 220}} = K_{\text{ств}} \frac{N_{\text{рем}}}{100}, \quad (53)$$

$$C_{\text{рем 220}} = 700 \cdot 12 \cdot \frac{30}{100} = 2520 \text{ тыс. руб.},$$

$$C_{\text{рем 110}} = 650 \cdot 13 \cdot \frac{30}{100} = 2535 \text{ тыс. руб.}$$

На ОРУ 220/100 кВ установлено 8 компрессорных установок стоимостью 1000 тыс. руб. стоимость текущего ремонта составляет 200 тыс. руб. периодичностью раз в год, капитального ремонта 500 тыс. руб. периодичностью раз в 5 лет.

Расходы на ремонт и обслуживание компрессорных установок в год:

$$C_{\text{рем}}^{\text{ком}} = \left( \frac{200}{1} + \frac{500}{5} \right) \cdot 8 = 2400 \text{ тыс. руб.} \quad (54)$$

Определяем срок окупаемости мероприятий по замене выключателей:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{нкв 220}} + K_{\text{нкв 110}}}{(C_{\text{ком}} + C_{\text{в220}} + C_{\text{в110}}) - (C_{\text{эл220}} + C_{\text{эл 110}})}, \quad (55)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{38859 + 24365}{(2520 + 2535 + 2400) - (1062 + 653)} = 8.49 \text{ года.}$$

Экономия на текущих расходах в год:

$$C_{\text{эко год}} = (C_{\text{ком}} + C_{\text{в220}} + C_{\text{в110}}) - (C_{\text{эл220}} + C_{\text{эл 110}}), \quad (56)$$

$$C_{\text{эко год}} = (2520 + 2535 + 2400) - (1062 + 653) = 5740 \text{ тыс. р.}$$

Так же основное требование данной реконструкции повышение надежности. Данная реконструкция ОРУ 220/110 кВ окупится в течение 8,5 лет [21].

## **6 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ РАБОТЕ С ЭЛЕГАЗОМ**

### **6.1 Особенности элегаза**

Элегаз - газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден, кумулятивным свойством не обладает. Отсутствие токсичных примесей, имеющих место в технологии его производства, гарантируется заводом-изготовителем на основе биологического контроля партии.

Молекула имеет октаэдрическую конфигурацию. Чрезвычайно химически инертен. Не взаимодействует с щелочами, кислотами, окислителями, восстановителями. Устойчив к действию расплавленного натрия. Не реагирует с расплавленными алюминием и магнием, защищает их от воздействия кислорода атмосферы. Гексафторид серы очень слабо растворяется в воде; растворяется в неполярных органических растворителях. При атмосферном давлении возгоняется из твердого состояния в газообразное, минуя жидкость.

Обладает высокими электроизолирующими и дугогасящими свойствами, высоким напряжением пробоя, при этом практически инертен - инертность выше, чем у азота и немного не дотягивает до инертности гелия, при этом гораздо дешевле.

Разлагается при температуре выше 1100 °С. Газообразные продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. Элегаз не поддерживает горения и дыхания. При накоплении его в производственных помещениях может возникнуть кислородная недостаточность.

Элегаз поставляется в баллонах объемом 40 л в количестве до 41,6 кг в баллоне в жидком состоянии под давлением до 2,2 МПа (при 20 °С) и используется в качестве газообразной и дугогасящей среды высоковольтных электротехнических установок с давлением до 1,5 МПа. Класс опасности 4 по ГОСТ 12.1.007-76.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза. Он заполняет углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух и тем самым создавая в них атмосферу, непригодную для дыхания.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений  $\text{ПДК}_{\text{р.з}} = 5000 \text{ мг/м}^3$ .

Шестифтористая сера обладает высокой термической устойчивостью. Диссоциация элегаза, приводящая к образованию вредных для здоровья человека веществ, начинается только при  $1600 \text{ }^\circ\text{C}$ . Однако в присутствии примесей в элегазе, конструкционных металлических и полимерных материалов его разложение может происходить при температуре от  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ . В результате действия дугового, искрового, тлеющего, коронного и частичных разрядов, а также под влиянием сварочных работ, работ с открытым пламенем элегаз разлагается с образованием низших фторидов серы, оксифторидов серы, фторидов и сульфидов металлов, входящих в состав материалов, на которых формируется разряд. Низшие фториды серы являются реакционноспособными соединениями и могут вступать во взаимодействие с кислородом, водой и другими соединениями, образуя целую гамму серо- и фторсодержащих соединений, способных к дальнейшему гидролизу с образованием сернистого газа и кислот (плавиковой, сернистой, серной).

Токсичные свойства продуктов разложения элегаза определяются как самими низшими фторидами, так и продуктами их гидролиза. Низшие фториды серы и продукты их гидролиза обладают резким специфическим запахом и, в связи с этим их наличие легко обнаруживается органолептически в концентрациях значительно более низких, чем опасные. Персонал, ощутив характерный запах, получает предупреждение о необходимости покинуть помещение, в воздухе которого появились токсичные продукты.

Нормальная работа коммутационного элегазового аппарата приводит к образованию газообразных низших фторидов серы и твердых продуктов, выде-

ляющихся в виде пыли. Твердые продукты, представляющие собой фтористые и сернистые соли металлов, входящих в состав материалов дугогасительных контактов, представляют опасность как мелкодисперсные материалы и как материалы, содержащие в адсорбированном состоянии газообразные токсичные компоненты.

Контакт с элегазом и продуктами его разложения может возникнуть при заполнении оборудования, его обслуживании, при плановом или аварийном ремонте оборудования, при ликвидации оборудования, а также в случае аварийного выброса продуктов разложения в помещение подстанции.

## **6.2 Меры безопасности при работе с чистым элегазом**

Каждый работник, допускаемый к работе с выключателем, должен пройти соответствующий инструктаж, подробно ознакомиться с устройством выключателя и руководством по эксплуатации.

При работе с элегазом возникает ряд специфических требований по технике безопасности как при работе с чистым элегазом, так и с элегазом, загрязненным продуктами его разложения (при ремонте выключателей, которые отключали токи короткого замыкания или токи нагрузки).

Чистый элегаз - инертный газ, не имеет ни цвета, ни запаха, в 5 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не ядовит.

Допустимая концентрация элегаза в помещении: 0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании человека в помещении, 1% - при кратковременном пребывании в помещении.

К смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %.

Заполнение выключателя элегазом только при наличии на редукторе баллона или газотехнологической установки поверенного манометра, контролируя показания манометра и сигнализатора выключателя. При отсутствии показаний



одного или обоих приборов немедленно прекратите заполнение до выяснения причины и устранения не исправности.

Ревизия и ремонт элегазового выключателя, связанные со вскрытием бака, должны производиться в специальных помещениях. Эти помещения должны быть изолированы от улицы и других помещений. Они должны быть особо чистыми. Должны быть приняты меры, исключаяющие попадание пыли. Стены и потолок должны быть окрашены пыле не образующей краской. Полы не должны выделять пыль. Уборка помещения должна производиться мокрым или вакуумным способом.

При дозаполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;
- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;
- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).

Работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей (ОРУ).

### **6.3 Меры безопасности при работе с элегазом, загрязненным продуктами разложения**

В результате актов коммутации, а также при электрическом пробое изоляции в оборудовании может произойти накопление вредных для здоровья человека веществ. В результате прожога оболочек или разрыва мембран образовавшиеся вредные вещества могут попасть в атмосферный воздух рабочих помещений. Газообразные продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом.

При аварийном выбросе элегаза из аппарата необходимо включить аварийную вентиляцию и продолжить вентилировать до значительного снижения специфического запаха.

Выполнение работ по ликвидации последствий выброса продуктов разложения в производственное помещение сводится к удалению вредной пыли и производится дежурной бригадой посредством сухой (пылесосами) или мокрой обработки после продолжительной вентиляции. При этом должны быть использованы легкий защитный костюм, перчатки, очки и респиратор. При мокрой уборке дополнительно используются резиновые перчатки и сапоги.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо вместо респиратора воспользоваться противогазом. Если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и помещение не представляет собой углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы по ликвидации аварии может быть использован фильтрующий противогаз, а в противном случае - изолирующий.

Ревизия коммутационных аппаратов осуществляется в ремонтном помещении, оснащенном местной вентиляцией, позволяющей осуществить отсасывание газов из вскрытого аппарата. Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и отвакуумирован форвакуумным насосом с выхлопом в вентиляцию или за пределы помещения с барботажем через щелочный раствор. Вскрытый аппарат должен проветриваться с помощью местной вентиляции до значительного ослабления запаха.

При аварийном выходе из строя элегазового аппарата без нарушения его герметичности производится его замена на резервный аппарат. Ремонт вышедшего из строя аппарата осуществляется в ремонтном помещении, также как и ревизия коммутационного аппарата.

Обработка внутренних полостей и деталей коммутационных аппаратов и аппаратов, в которых произошел электрический пробой, с целью удаления ядовитой пыли осуществляется в комбинезоне или защитном костюме, очках, респираторе и хлопчатобумажных перчатках, а при мокрой уборке - в резиновых перчатках и сапогах.

Дополнительный фильтр-поглотитель, использованный для очистки элегаза при его эвакуации, подлежит разборке в средствах индивидуальной защиты с целью ликвидации адсорбента (замачиванием водой с последующим выбросом в отвал) и промывки всех деталей водой.

Средства индивидуальной защиты подлежат машинной стирке [20].

#### **6.4 Меры безопасности при ремонте элегазовых выключателей**

Ремонтные работы элегазовых выключателей проводятся по наряду.

Список мер безопасности при работе с ними:

1. Ремонтные работы и обслуживание выключателя производить при отсутствии напряжения на выводах выключателя, в силовых цепях, цепях управления.

2. Техническое обслуживание привода, снятие и установку межполюсной связи производить в отключенном положении механизмов, при разгруженной включающей и отключающей пружинах. Это можно сделать следующим образом:

- отключить питание электродвигателя;
- отключить выключатель (если выключатель находится в положении «ВКЛ»);
- включить выключатель;
- отключить выключатель;
- отключить цепи управления.

3. Запрещается производить разборку полюсов выключателя при наличии в них избыточного давления элегаза.

До вскрытия дугогасительной камеры необходимо:

- произвести сброс давления элегаза, используя приборы, предназначенные для технического обслуживания газооборудования;
- запрещается выпускать элегаз в воздух;
- медленно и равномерно отпускать винтовые соединения;
- не ударять фарфоровые корпуса инструментом;
- не прислонять лестницы к опорным изоляторам, пользоваться лесами.

4. При коммутациях выключателя под воздействием электрической дуги возникают газообразные продукты разложения и “коммутационная” пыль. Продукты разложения элегаза являются ядовитыми веществами. Соприкосновение с ними или их попадание в дыхательные пути может вызвать раздражение кожи, глаз и шум в ушах, тошноту, рвоту и отек легких. Поэтому, при вскрытии гасительной камеры необходимо пользоваться пылезащитными масками и газонепроницаемыми очками.

5. Оперативное включение и отключение выключателя следует выполнять только дистанционно.

6. В том случае, если электрический двигатель натяжения пружинного привода неисправен или нет питания электрический двигателя, включающую пружину можно натянуть вручную кривошинной рукояткой. Для этого кривошинную рукоятку насаживают на шестигранник над натяжным механизмом и вращают против часовой стрелки до щелчка, включающая пружина натянута. Затем необходимо снять кривошинную рукоятку [20].

## **6.5 Требования правил охраны окружающей среды при работе с элегазом**

Обеспечивать выполнение членами рабочей бригады следующих требований:

- природоохранного законодательства РФ;

- СТО 1.1.1.01.999.0466-2013 Основные правила охраны окружающей среды на атомных станциях;

- привлечь к выполнению работ по текущему ремонту выключателей работников, имеющих соответствующую подготовку в области охраны окружающей среды и природопользования (в случае обращения с отходами производства и потребления – профессиональную подготовку согласно ст.15 Федерального закона от 24 июня 1998 г. №89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»);

- чистый не использованный элегаз не содержит ядовитых веществ, не имеет запаха и цвета, обладает очень высокой химической стабильностью. При нормальной температуре элегаз не реагирует ни с одним известным веществом. Чистый элегаз является нетоксичным газом и не опасен для дыхания, если содержание кислорода в воздухе более 20%;

- утечка элегаза из установленного на открытом воздухе выключателя не представляет опасности для обслуживающего персонала. Однако при работе с элегазовым оборудованием в помещении необходимо учитывать, что элегаз в пять раз тяжелее воздуха и поэтому, в случае его утечки или выброса, легко аккумулируется в нижних зонах, таких как кабельные каналы, баки и т.п. При аккумулировании большого количества элегаза может появиться риск удушья вследствие недостатка кислорода. Выполнять все работы в хорошо вентилируемых зонах;

- при температуре горения дуги 1500-5000К элегаз частично разлагается. При нормальной работе выключателя концентрация газообразных продуктов разложения поддерживается низкой, благодаря наличию адсорбентов. Твердые продукты разложения являются фторидами в виде порошка. При работе с вредными для здоровья продуктами разложения элегаза и отходами необходимо использовать защитные средства: противогазы или лицевые маски, комбинезоны, пластиковые или резиновые перчатки. При появлении в помещении с элегазовым оборудованием (заправочными баллонами) специфического запаха серово-

дорода все лица без указанных защитных средств обязаны покинуть помещение;

- газ удаляется из отключенного выключателя с помощью специального газотехнологического оборудования, которое также используется для очистки газа. Продукты распада, которые образовались в выключателе, удалять с помощью пылесоса с микропористым фильтром и безворсовой ветоши, смоченной в растворителе.

Все отходы и использованные адсорбенты собирать в ёмкости (пакеты) и утилизировать как химические отходы, согласно действующим правилам. При работе с отходами члены рабочей бригады должны использовать защитные перчатки постоянно;

- защитные перчатки и пылевой мешок пылесоса должны быть тщательно промыты большим количеством воды. После работы тщательно вымыть руки;

- элегаз влияет на экологию, но это влияние крайне мало. Молекулы элегаза не содержат хлора и поэтому не влияют на озоновый слой. При вскрытии элегазового оборудования элегаз следует собирать и использовать снова;

- элегаз не должен выбрасываться в атмосферу при установке, обслуживании или снятии оборудования;

- если для чистки внутренних поверхностей выключателя использовался азот, то выпускать его в атмосферу следует через пылевой или адсорбционный фильтр. Выпускать газ следует на открытом воздухе, на уровне земли. Отходы, образующиеся в ходе выполнения работ необходимо утилизировать согласно действующим правилам на объекте электроэнергетики;

#### *Хранение баллонов с элегазом и обращение с ними*

Обращение с баллонами, заполненными элегазом, должно быть бережным, как с баллонами под давлением. Их следует хранить в прохладном, сухом, хорошо проветриваемом помещении вдали от воспламеняющихся или взрывчатых материалов. Баллоны должны быть защищены от прямого солнеч-

ного света, установлены на чистом и ровном основании в вертикальном положении вентилем вверх и защищены от падения. На баллонах должно быть четко обозначено их содержимое. Баллоны с товарным элегазом должны быть отделены от баллонов с использованным элегазом.

Как для любого сжатого газа имеется риск взрыва баллона при его нагреве. Коэффициент заполнения (1,04 кг/л) подобран так, чтобы при максимальной емкости соответствовать прочности баллона вплоть до температуры 55 °С [17].

## 7 РЕМОНТ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

### *Организация ремонта*

Разработка системы ремонтного обслуживания выключателей производится с учетом местных условий.

При подготовке к капитальному ремонту выключателя необходимо ознакомиться с документацией предыдущего ремонта, записями оперативного персонала о дефектах и неполадках на выключателе в межремонтный период, изучить технологический процесс и организацию ремонтных работ. Убедиться, что проведены подготовительные работы: по определению количества и квалификации лиц, включаемых в состав бригады и ее звенья; составлению карты размещения механизмов, приспособлений, узлов и деталей выключателей, рабочих мест; подготовке бытовых помещений, кладовок для хранения инструмента, приспособлений, запасных частей и материалов; подготовке комплекта запасных частей в соответствии с предполагаемыми объемами замены деталей, определенными на основании имеющегося опыта ремонтов; проверке наличия и исправности инструмента и приспособлений, средств механизации ремонтных работ.

Капитальный ремонт выключателя может производиться тремя способами: весь объем ремонта узлов и деталей выключателя выполняется на месте его установки с использованием передвижной ремонтной мастерской; ремонт гасительной камеры, отделителя и активного делителя напряжения производится в стационарной мастерской, оснащенной грузоподъемными механизмами, станками, транспортными средствами; агрегатно-узловой способ с обменным фондом.

Передвижная мастерская должна быть оснащена необходимым количеством оборудования для ремонта (верстаки, тиски, наждачный станок, сверлильный станок), пультом управления для наладки выключателя, фотокомнатой.



На основании многолетнего опыта эксплуатации выключателей может быть рекомендован следующий цикл их ремонтного обслуживания: К-Т-Т-С-Т-Т-К, где К - капитальный ремонт; Т - текущий ремонт; С - средний ремонт.

Период между двумя видами ремонта приблизительно равен одному году; в год выполнения капитального или среднего ремонта текущий ремонт не выполняется. В рекомендуемом ремонтном цикле наименование видов ремонта соответствует ГОСТ 18322-78, однако объемы ремонтов отличаются. Дело в том, что капитальный ремонт, выполняемый для восстановления исправностей и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, в применении к выключателям практически не проводится за весь срок их службы. Выполняемый же капитальный ремонт по объему восстановительных работ с большим основанием можно назвать средним ремонтом, средний - расширенным текущим ремонтом и т. д. Поэтому, чтобы не вносить путаницу в понятия, сложившиеся за многие годы, наименования ремонта и даны в соответствии с ГОСТ 18322-78.

Техническое обслуживание выключателя заключается в следующем:

- осмотры периодические и внеочередные;
- текущие ремонты;
- капитальные ремонты;
- периодические проверки качества масла.

Наружные осмотры выключателей производятся: в электроустановках с постоянным обслуживающим персоналом - 1 раз в сутки.

Внеочередные осмотры производятся после отключения коротких замыканий.

При проведении осмотра проверяется:

- уровень масла и отсутствие течей масла;
- осмотр вводов согласно «Инструкции по эксплуатации вводов»;

- состояние фарфоровой изоляции: чистота поверхности, отсутствие видимых дефектов, трещин, сколов, подтеков;
- отсутствие следов выброса масла;
- отсутствие треска, шумов внутри бака, на вводах, отсутствие короны, разрядов;
- отсутствие нагрева контактных соединений на вводах;
- отсутствие оплавлений на ошиновке, колпаках и фланцах вводов и крышке выключателя;
- состояние механических креплений выключателя и привода;
- соответствие указателей положения масляного выключателя его действительному положению;
- состояние проводки вторичной коммутации;
- состояние заземляющей проводки;
- состояние приямка, отбортовки;

Результаты осмотра записываются в оперативный журнал, выявленные дефекты в обязательном порядке записываются в журнал дефектов и сообщается диспетчеру.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена модернизация ОРУ 220/110 кВ, произведен расчет токов короткого замыкания на шинах 220кВ и на шинах 110кВ (К-1, К-2), по результатам вычислений выполнен выбор коммутационных аппаратов: выключателей и разъединителей. Выключатели выбраны элегазовые, так как обладают большим межремонтным периодом и высокой надежностью, что необходимо в наших условиях. Был произведен расчет нового заземляющего контура для ОРУ 220/110 кВ и молниезащиты.

В экономической части произведен расчет экономического обоснования проекта:

- капитальные затраты на проект;
- затраты на эксплуатацию старого и нового оборудования;
- выгода от внедрения проекта;
- срок окупаемости проекта.

В работе рассмотрен вопрос особенности элегаза и меры безопасности при ремонте с элегазовыми выключателями.

Основная проблема, рассматриваемая в данной работе, решена, так как расходы на эксплуатацию снижены и повышена надежность работы ОРУ 220/110 кВ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Артюхов И.И, В.Д. Куликов, А.Г.Сошинов. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – Волгоград: ВГТУ, 2012. - 177 с.
2. Афанасьева В.В. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 544 с.
3. Афонин В.В., К.А. Набатов. Элегазовые выключатели распределительных устройств высокого напряжения. – Тамбов: ТГТУ, 2009. – 96 с.
4. Выключатели элегазовые серии ВГТ / руководство по эксплуатации. 2006. - 40 с.
5. Гук Ю.Б, В.В. Кантан, С.С. Петрова. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 645 с.
6. Дрозд В.П. Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35 кВ и 110 - 1150 кВ . – Москва.: Папирус Про, 2013. - 816 с.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – Москва: Энергоатомиздат, 2012. – 593 с.
8. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Москва: Энергоатомиздат, 2013. - 144 с.
9. Ополева Г.Н. Справочник. Схемы и подстанции электроснабжения. – Москва: Форум – Инфра - М, 2009. – 480 с.
10. Правила устройства электроустановок [седьмое издание]. - Москва: ВНИИЭ, 2016. - 222 с.
11. РД 153-34.0-03.150 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - Москва: ВНИИЭ, 2014. - 168 с.
12. РД 153-34.0-20.527-986 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. - Москва: ВНИИЭ, 2002. – 60 с.

13. Рожкова Л. Д, Л. Карнеева, Т. Чиркова. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – Москва: Энергоатомиздат, 2013. - 448 с.
14. Рожкова Л.Д, В.С. Козулин. Электрооборудование электрических станций и подстанций. - Москва: Академия, 2013. - 448 с.
15. Разъединители серии SFG / руководство по эксплуатации. 2014. -40с.
16. Сиротенко Б.Г. Электрические станции и подстанции. – Севастополь: СНУЯЭиП, 2007. – 506 с.
17. СТО 70238424.29.240.10.006-2011:Санитарно-гигиеническое и экологическое обеспечение элегазовой электроэнергетики .- Москва: ВНИИЭ, 2011. -160с.
18. Филатов А.А. Обслуживание электроподстанций оперативным персоналом. – Москва: ДЕАН, 2012. - 368с.
19. Юриков П.А. Защита линий электропередачи от грозových перенапряжений. – Москва: Энергоатомиздат, 1983. - 88 с.
20. Энергетика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/showcat-68.html>.
21. Дальневосточный Государственный Университет [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://edu.dvgups.ru/metdoc/enf/himj/ekspl\\_mater/metod/up/up.htm](http://edu.dvgups.ru/metdoc/enf/himj/ekspl_mater/metod/up/up.htm).

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

ФПН-6400  
 ОНН-220/3-0,0064  
 ВЗ-1000-10  
 НКФ-220  
 ЗХАС-240/32  
 СГФ-2-245

ТФЭН-220-2000/5-  
 P/P/P/0,5

ВТТ-220-40/2500-V11  
 СГФ-1-245

СГФ-1-245

СГФ-2-245  
 НКФ-220  
 ОНН-220

ТБТ-220  
 ТБТ-220

ТДЛ-250-220/20  
 ТБТ-110  
 КЗ-110

РВС-110

ОНН-20  
 ЗНО/20

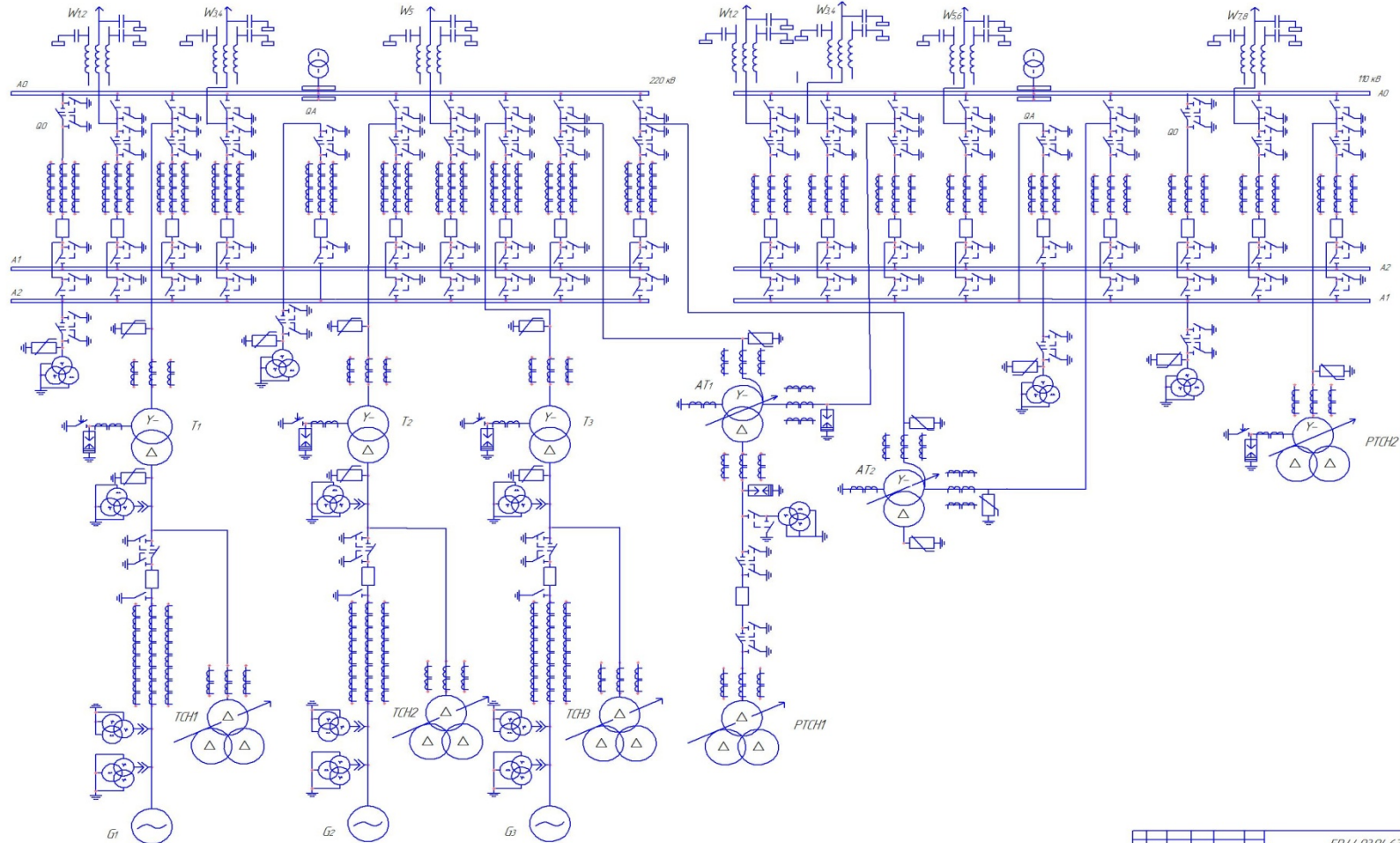
2 АТДЛНН-250/  
 220/110/20

ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5

ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5

ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5  
 ТНН-200-1200/5

ТНН-200



ФПН-6400  
 ОНН-110/3-0,0064  
 ВЗ-1250-0,5  
 НКФ-110  
 ЗХАС-240/32  
 СГФ-1-123  
 СГФ-2-123

ТФЭН-110-05/10P/10P-  
 1000

ВТТ-110/5  
 СГФ-1-123

СГФ-1-123

ЗХАС-300/39

СГФ-2-123  
 НКФ-110  
 ОНН-110

ТБТ-110  
 ТБТ-110

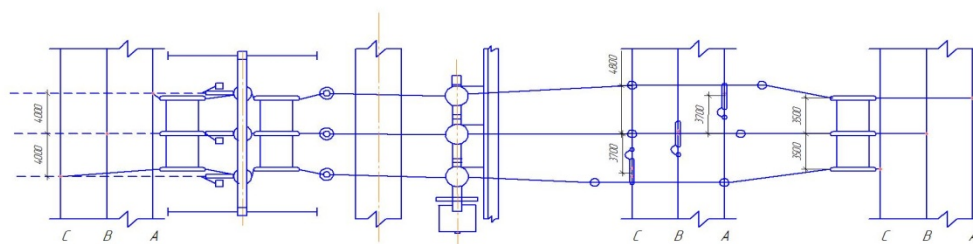
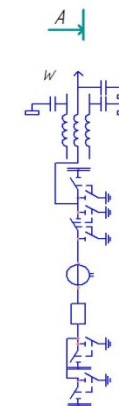
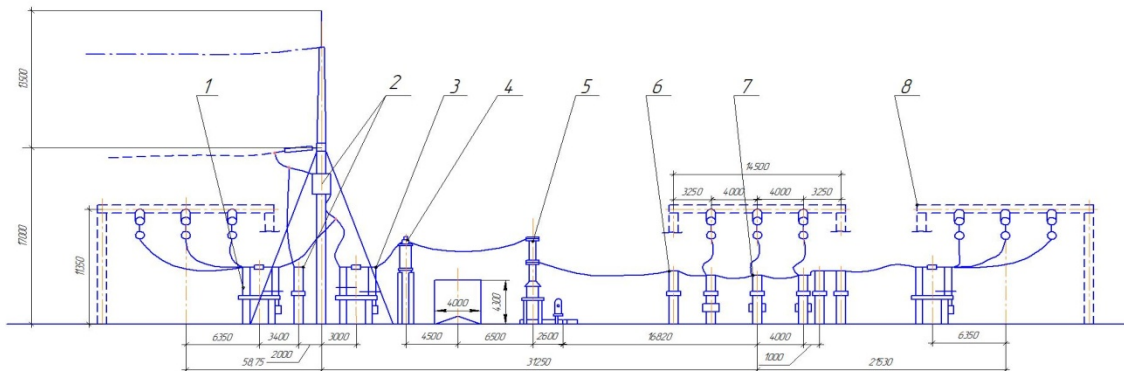
РТЧН2

РТВН-25/110/6,3-6,3

		БР.44.03.04.637.33	
Лист	№ док.	Итого	Листы
1	1	1	1
Годовая электрическая схема		Шкала	Масштаб
АЗС-600 МВт		1/1	0/1
Распределение ОРУ 220/110 кВ		Лист 1	Листов 1
АЗС - 600 МВт		ФЭЗ ВД РТЧН2	
		Исполнение ИТО, вариант ЭС - 403	

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

A - A



№	Наименование	кол-во	Тип	Параметры	Примечан.
1	Разъёмный переключатель с двумя контактами защитного нуля	2	СР-1,2,5	220 вВ 150 А	50 кВ
2	Узел ВУ с фазы	1			ВЗ 2-ОПР ФУ
3	Разъёмный переключатель с двумя контактами защитного нуля	1	СР-1,2,5	220 вВ 150 А	50 кВ
4	Трансформатор тока	1	ТФМ-2200	220 вВ 2000 /5А	Р/Р/Р/БЗ
5	Выключатель электровый	1	ВУ-220-40/2500	220 вВ 2500 А	40 кВ
6	Шкафы для крепления кабеля	6	Ш-220П		
7	Разъёмный переключатель с двумя контактами защитного нуля	3	СР-1,2,5	220 вВ 150 А	50 кВ
8	Шкафы корпус	2			

БР.44.03.04.637.37

ЭП	М.А.С.	М.А.С.	М.А.С.	М.А.С.	М.А.С.
Проектировщик	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер
Проверенный	Проверенный	Проверенный	Проверенный	Проверенный	Проверенный
Дата	Дата	Дата	Дата	Дата	Дата

План размер по ячейке шкафа 220 кВ

Шкафы	Место	Масштаб
у	8/м	1:200

Реконструкция ОПН 220/110 кВ  
АЗС-600 /Вп

Ф.А.И.С. ВО Р.П.П.П.С.  
Институт ИЭС Гипро ЭС-40С





