

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 500/220/110 кВ «Звезда»

Студент

А.И. Шаргатов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена разработке электрической части подстанции 500/220/110 кВ «Звезда».

Для осуществления намеченной реконструкции в данной бакалаврской работе:

- произведен выбор типа, числа и мощности трансформаторов;
- обоснован выбор схем распределительных устройств (РУ) всех классов напряжений;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- сделан выбор электрических аппаратов и токоведущих частей;
- разработаны конструкции РУ;
- проработаны мероприятия по защите электрооборудования подстанции;
- выполнен технико-экономический расчёт.

Пояснительная записка (ПЗ) выпускной квалификационной работы (ВКР) содержит 61 страницу, 13 иллюстраций, 6 таблиц.

Графический материал включает в себя 6 листов формата А1

## Содержание

Введение .....	4
1 Определение мощности и типа трансформаторов электроустановки.....	5
1.1 Мощность электроустановки.....	5
1.2 Выбор мощности и типа трансформаторов .....	7
2 Выбор электрооборудования распределительных устройств .....	10
2.1 Выбор главных схемы распределительных устройств .....	10
2.2 Расчёт токов короткого замыкания.....	12
2.3 Выбор электрооборудования.....	19
2.4 Выбор мощности и типа трансформатора собственных нужд .....	30
3 Расчёт грозозащиты, защиты от перенапряжений подстанции. Решения по выполнению релейной защиты, автоматики и телемеханики.....	32
3.1 Расчёт территории подстанции .....	32
3.2 Расчёт грозозащиты ОРУ – 500 кВ .....	33
3.3 Защита от перенапряжения подстанции.....	36
3.4 Решения по выполнению релейной защиты, автоматики и телемеханики.....	36
4 Технико-экономический расчет .....	54
Заключение .....	58
Список используемой литературы.....	60

## Введение

Подстанция (ПС) «Звезда» располагается в Костромской области. Она относится к типу узловых подстанций. К ней подводится напряжение классом 500кВ. От подстанции «Звезда» напряжение уровнем 220 кВ, 110 кВ и 10 кВ передаётся потребителям, относящихся к первой категории по надёжности электроснабжения. «Для потребителей с первой категории надёжности электроснабжения питание осуществляется от двух источников питания, которые должны быть независимыми. Такая схема энергоснабжения требуется для снижения рисков аварийного отключения питания у электроприемников первой категории по надёжности электроснабжения. При аварии на одном источнике потребители будут получать питание по второму вводу» [7, 10, 11].

Для электроприемников первой категории надёжности допускается прекращение подачи электроэнергии при отключении одного источника питания только на время, не превышающее автоматический переход на энергоснабжение потребителя по второму источнику питания [7, 10, 11]. Следовательно, требования к электроустановкам подстанции 500/220/110 кВ «Звезда» по надёжности электроснабжения являются очень высокими. Данное требование может быть реализовано за счёт бесперебойной работы электрооборудования. В связи с этим электрическая часть подстанции должна периодически подвергаться реконструкции. В настоящее время в этом имеется необходимость.

Цель ВКР – обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей подстанции «Звезда» 500/220/110 кВ за счет реконструкции электрической части.

Задачами бакалаврской работы являются: выбор электрической схемы электроустановки, повышающей надёжность и бесперебойность электроснабжения потребителей согласно их категории; выбор коммутационного оборудования согласно требованиям безопасности и надёжности потребителей; расчёт экономических показателей объекта.

# 1 Определение мощности и типа трансформаторов электроустановки

## 1.1 Мощность электроустановки

На рисунке 1 представлена структурная схема подстанции «Звезда». Из анализа схемы видно, что связь с энергосистемой осуществляется через две линии связи. Распределительные устройства (РУ) 500 кВ и 220 кВ, а также РУ 220 кВ и 110 кВ подключаются между собой с помощью двух автотрансформаторов связи. РУ 110 кВ и 10 кВ подключаются между собой с помощью двух трансформаторов связи.

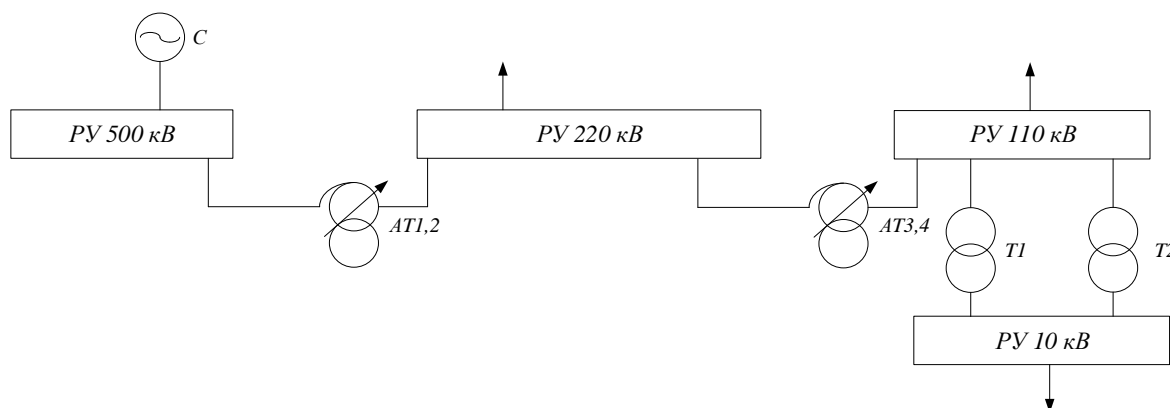


Рисунок 1 – Исходная структурная схема электрической установки

Далее представлены исходные данные, необходимые для расчета передаваемой мощности. РУ<sub>1</sub>-ВН:  $U_1=500\text{кВ}$ ,  $S_c=3500\text{ МВА}$ ,  $X_c=0,6$ ,  $L_{\text{вл}}=350\text{ км}$ ,  $n_c+n_{\text{тр}}=2+4\text{ шт.}$

РУ<sub>2</sub>- СН1:  $U_2=220\text{ кВ}$ ,  $n_2=4\text{ шт.}$ ,  $P_2=150\text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi_2=0,87$ .

РУ<sub>3</sub>- СН2:  $U_3=110\text{ кВ}$ ,  $n_3=2\text{ шт.}$ ,  $P_3=40\text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi_3=0,86$ .

РУ<sub>4</sub>- НН:  $U_4=10\text{ кВ}$ ,  $n_4=10\text{ шт.}$ ,  $P_4=1,6\text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi_4=0,89$ .

$U_1, U_2, U_3, U_4$  – номинальные напряжения сетей высокого, среднего и низкого напряжений, кВ;  $S_c$ –мощность энергосистемы МВА;

$X_c$  – внутреннее индуктивное сопротивление энергосистемы по отношению к шинам высокого напряжения;

$n_c$  – количество линий связи с системой;

$n_2, n_3$  – количество линий на стороне среднего и низкого напряжений.

Мощность РУ – 220 кВ,  $P_{\Sigma 220}$ , МВт:

$$P_{\Sigma 220} = n \cdot P, \quad (1)$$

где  $n$  – количество потребителей, шт;

$P$  – активная мощность потребителя, МВт.

$$P_{\Sigma 220} = 4 \cdot 150 = 600 \text{ МВт.}$$

Мощность РУ – 220 кВ,  $S_{\Sigma 220}$ , МВА:

$$S_{\Sigma 220} = \frac{P_{\Sigma 220}}{\cos \varphi}. \quad (2)$$

$$S_{\Sigma 220} = \frac{600}{0,87} = 689,7 \text{ МВА.}$$

Мощность РУ – 110 кВ:

$$P_{\Sigma 110} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ МВт.}$$

$$S_{\Sigma 110} = \frac{80}{0,86} = 93 \text{ МВА.}$$

Мощность РУ – 10 кВ:

$$P_{\Sigma 10} = 10 \cdot 1,6 = 16 \text{ МВт.}$$

$$S_{\Sigma 10} = \frac{16}{0,89} = 18 \text{ МВА.}$$

Общая мощность электроустановки,  $S_{\Sigma}$ , МВА:

$$S_{\Sigma} = S_{\Sigma 220} + S_{\Sigma 110} + S_{\Sigma 10}, \quad (3)$$

$$S_{\Sigma} = 689,7 + 93 + 18 = 800,7 \text{ МВА.}$$

$$S_{\Sigma 1} = 93 + 18 = 111 \text{ МВА.}$$

## 1.2 Выбор мощности и типа трансформаторов

Для выбора мощности трансформаторов согласно известным методикам [1, 3, 6, 12 - 15] применяется формула, учитывающая работу двух трансформаторов,  $S_{\text{рас.тр.}}$ , МВА:

$$S_{\text{рас.тр.}} = S_{\Sigma} \cdot 0,7, \quad (4)$$

$$S_{\text{рас.тр.}} = 800,7 \cdot 0,7 = 560,5 \text{ МВА.}$$

Выбираем 3×АОДЦТН-267000/500/220.

$$S_{\text{рас.тр.}} = 111 \cdot 0,7 = 77,7 \text{ МВА.}$$

Выбираем АДЦТН-125000/220/110.

Таблица 1 – Характеристики автотрансформатора

Тип	$U_{\text{НОМ. кВ}}$			$S_{\text{НОМ. МВА}}$	$\Delta P_{\text{х.х. кВт}}$	$U_{\text{к.з. \%}}$		
	ВН	СН	НН			В-С	В-Н	С-Н
3×АОДЦТН-267000/500/220	500	230	10,5	801	125	11,5	37	23
АДЦТН-125000/220/110	230	121	10,5	125	65	11	45	28
ТДН-16000/110	115	-	10,5	16	18	-	10,5	-

$$S_{\text{рас.тр.}} = 18 \cdot 0,7 = 12,6 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТДН-16000/110.

Проверяется трансформатор по коэффициентам аварийной и нормальной загрузки:

- в нормальном режиме  $K_{\text{заг}}^{\text{нр}}$  по ПУЭ  $\leq 70 \%$

$$K_{\text{заг}}^{\text{нр}} = \frac{S_{\text{э.у.}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{тр}}}, \quad (5)$$

$$K_{\text{э.нр}} = \frac{800,7}{2 \cdot 3 \cdot 267} \cdot 100\% = 50\%;$$

$$K_{\text{э.нр}} = \frac{111}{2 \cdot 125} \cdot 100\% = 44,4\%;$$

$$K_{\text{э.нр}} = \frac{18}{2 \cdot 16} \cdot 100\% = 56,3\%.$$

- в аварийном режиме  $K_{\text{заг}}^{\text{ар}}$  по ПУЭ  $\leq 140 \%$

$$K_{\text{заг}}^{\text{ар}} = \frac{S_{\text{э.у.}}}{S_{\text{НОМ}}^{\text{тр}}}, \quad (6)$$

$$K_{\text{э.ар}} = \frac{800,7}{3 \cdot 267} \cdot 100\% = 100\%.$$

$$K_{\text{э.ар}} = \frac{111}{125} \cdot 100\% = 88,8\%.$$

$$K_{\text{э.ар}} = \frac{800,7}{3 \cdot 267} \cdot 100\% = 100\%.$$



Определяется максимальный ток нагрузки обмоток ВН трансформатора,  $I_{ВН}$ , А:

$$I_{ВН} = \frac{S_{нагр}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (7)$$

$$I_{ВН} = \frac{800,7}{\sqrt{3} \cdot 500} = 924,6 \text{ А.}$$

Определяется максимальный ток нагрузки обмоток СН трансформатора,  $I_{СН}$ , А:

$$I_{СН} = \frac{S_{нагр}^{СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (8)$$

$$I_{СН} = \frac{689,7}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1810 \text{ А.}$$

Определяется максимальный ток нагрузки обмоток НН трансформатора,  $I_{НН}$ :

$$I_{НН} = \frac{S_{нагр}^{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (9)$$

$$I_{НН} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1039,2 \text{ А.}$$

Выводы по разделу 1: Выбранный трансформатор АОДЦТН-267000/500/220 подходит по условию загрузки, следовательно, выбираем его в качестве главного силового оборудования.

## 2 Выбор электрооборудования распределительных устройств

### 2.1 Выбор главных схемы распределительных устройств

Согласно существующим рекомендациям [8, 9] будем делать распределительное устройство 500кВ по схеме 3/2 – три выключателя на два присоединения, как на рисунке 2.

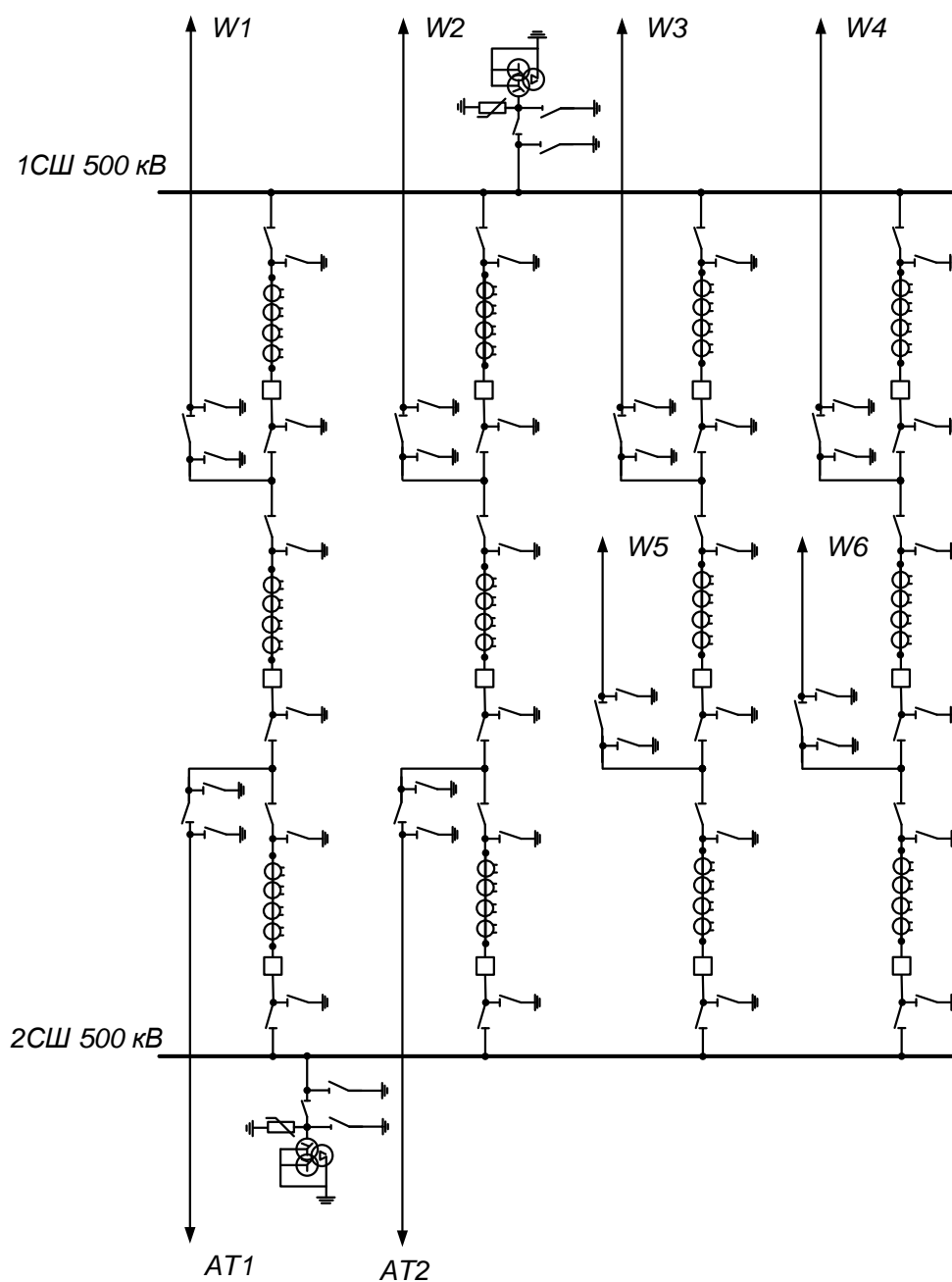


Рисунок 2– Схема главных электрических соединений ОРУ-500 кВ

На напряжение 220 кВ выбирается схема две рабочие системы шин с обходной, изображенная на рисунке 3.

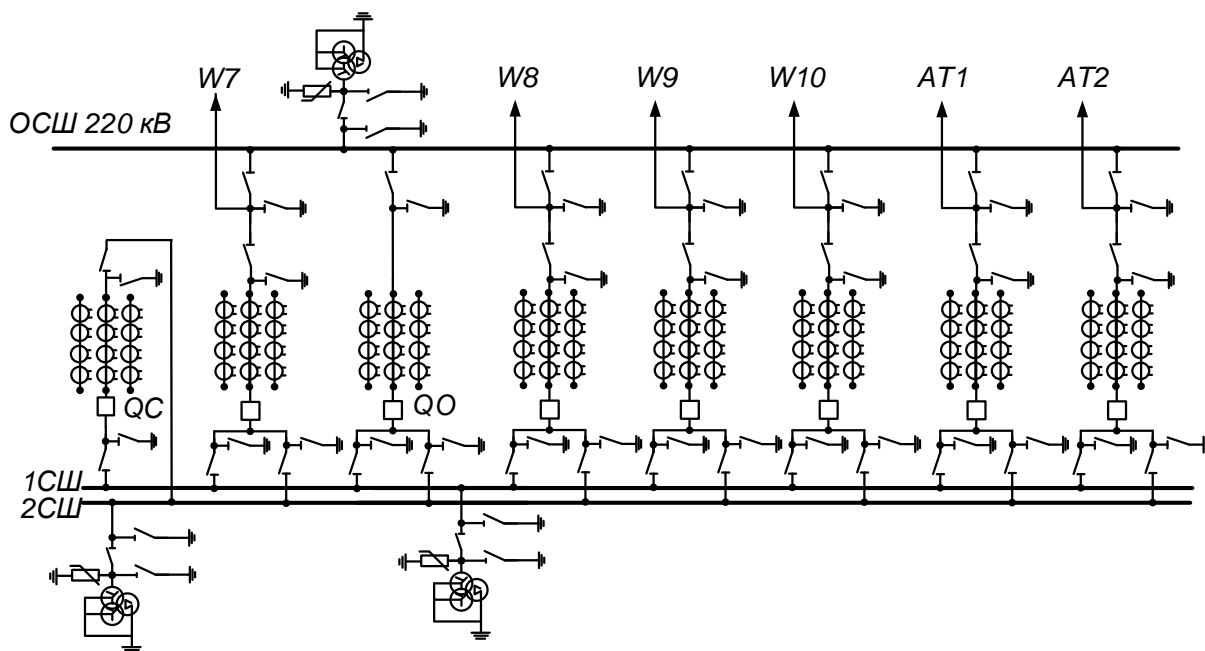


Рисунок 3 – Главная схема электрических соединений ОРУ-220кВ

На напряжение 110 кВ выбирается схема две рабочие системы шин с обходной, изображенная на рисунке 4.

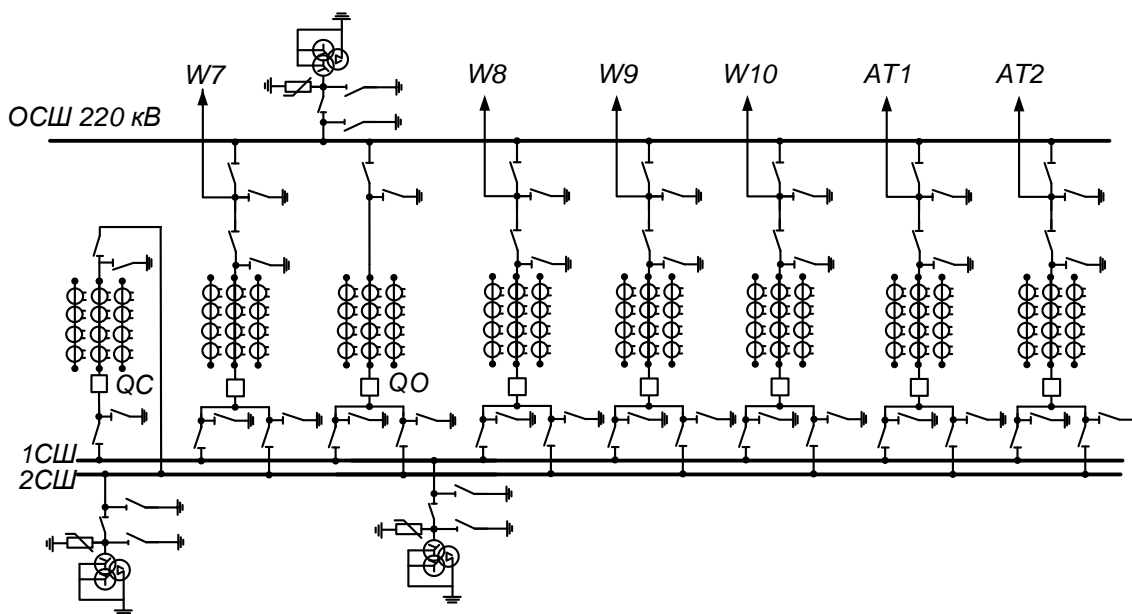


Рисунок 4 – Главная схема электрических соединений ОРУ-110кВ

РУ-10 кВ будет выполнена КРУЭ фирмы HEAG китайского производителя серии XGN74-12 из стандартных функциональных модулей серии СВ (с выключателем в секционной ячейке). Название главной схемы электрических соединений напряжением 10 кВ – одна рабочая секционированная система шин. Её внешний вид имеется на рисунке 5.

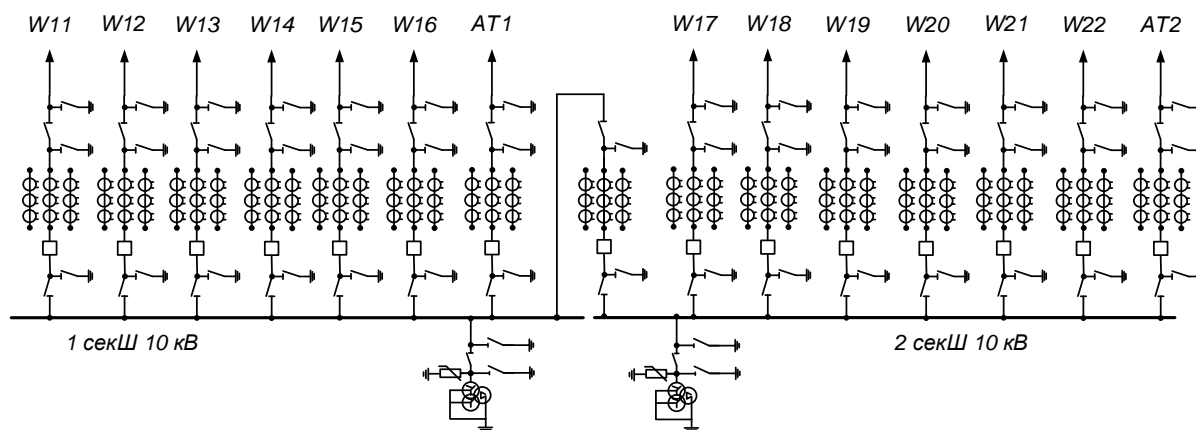


Рисунок 5 – Схема электрических соединений РУ-10 кВ

## 2.2 Расчёт токов короткого замыкания

Для расчетов токов КЗ составим схему замещения и рассчитаем ее параметры в относительных единицах при базисных условиях. Все сопротивления будут приведены к базисному напряжению своей ступени. Принимается, что фазы ЭДС не изменяются, трехфазная система симметричная (все фазы КЗ оказываются в одинаковых условиях) [15, 17-20].

Базисная мощность – мощность системы.

Принимаем

$$S_б = S_c = 3500 \text{ МВА},$$

$$U_б = U_{cp} \text{ кВ}.$$

Точка КЗ – К1:  $U_{Б1} = 515 \text{ кВ};$

Точка КЗ – К2:  $U_{Б2} = 230 \text{ кВ};$

Точка КЗ – К3:  $U_{Б3} = 115$  кВ;

Точка КЗ – К4:  $U_{Б4} = 10,5$  кВ.

Определим базисный ток для каждой ступени трансформации.

Базисный ток,  $I_B$ , кА:

$$I_B^{ст} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (10)$$

$$I_B^{1ст} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 515} = 3,92 \text{ кА};$$

$$I_B^{2ст} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 230} = 8,8 \text{ кА};$$

$$I_B^{3ст} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 17,57 \text{ кА};$$

$$I_B^{3ст} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \text{ кА}.$$

Индуктивное сопротивление системы,  $X_1$ :

$$X_1 = X_S^* \cdot \frac{S_B}{S_c}, \quad (11)$$

где  $X_S^*$  – Индуктивное сопротивление системы, Ом;

$S_c$  – мощность системы, МВА.

$$X_1 = 0,6 \cdot \frac{3500}{3500} = 0,6.$$

Индуктивное сопротивление воздушных линий,  $X_2$ :

$$X_2 = X_3 = X_0^* \cdot l \cdot \frac{S_B}{(U_B^1)^2}, \quad (12)$$

где  $X_0^*$  — удельное сопротивление ЛЭП, Ом;

$l$  — длина линии, км.

$$X_2 = X_3 = 0,031 \cdot 350 \cdot \frac{3500}{(515)^2} = 0,14.$$

По паспортным данным найдем напряжения короткого замыкания и определим реактивные сопротивления обмоток:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}), \quad (13)$$

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (11,5 + 37 - 23) = 12,75\%.$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (-U_{KB-H} + U_{KB-C} + U_{KC-H}), \quad (14)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (11,5 - 37 + 23) = 0.$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} - U_{KB-C} + U_{KC-H}), \quad (15)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (-11,5 + 37 + 23) = 24,25\%.$$

Индуктивное сопротивление автотрансформатора обмотки ВН,  $X_4$  :

$$X_4 = X_5 = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}^{ТР}}, \quad (16)$$

$$X_4=X_5=\frac{12,75}{100} \cdot \frac{3500}{801}=0,56.$$

$$X_8 = X_9 = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}^{ТР}}, \quad (17)$$

$$X_8=X_9=\frac{0}{100} \cdot \frac{3500}{801}=0.$$

$$X_6 = X_7 = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}^{ТР}}, \quad (18)$$

$$X_6=X_7=\frac{24,25}{100} \cdot \frac{3500}{801}=1,06.$$

Схема замещения представлена на рисунке 6.

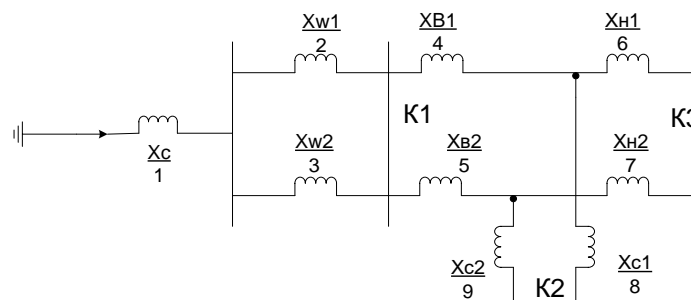


Рисунок 6 – Схема замещения

Схема замещения при КЗ в точке К1 представлена на рисунке 7.

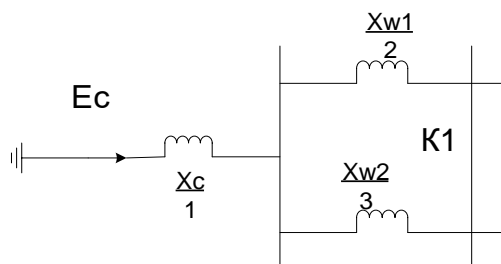


Рисунок 7 – Схема замещения при КЗ в точке К1

Суммарное результирующее сопротивление схемы,  $X_{\Sigma}^{K1}$ :

$$X_{\Sigma}^{K1} = X_1 + \frac{X_2}{2}, \quad (19)$$

$$X_{\Sigma}^{K1} = 0,6 + \frac{0,14}{2} = 0,67.$$

Периодическая составляющая трёхфазного тока КЗ,  $I_{n(0)}^{K1}$ , кА:

$$I_{n(0)}^{K1} = I_{n(t)}^{K1} = \frac{E_c}{X_{\Sigma}^{K1}} \cdot I_B^{1CT}, \quad (20)$$

где  $I_{n(0)}^{K1}$  – ток короткого замыкания в точке К1;

$X_{\Sigma}^{K1}$  – результирующее сопротивление в точке К1;

$E_c$  – переходное сопротивление системы.

$$I_{n(0)}^{K1} = \frac{1}{0,67} \cdot 3,92 = 5,85 \text{ кА.}$$

Апериодической составляющей тока КЗ,  $I_{a(t)}^{K3}$ , кА:

$$I_{a(t)}^{K3} = \sqrt{2} \cdot I_{n(t)}^{K3} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (21)$$

$$I_{a(t)}^{K3} = \sqrt{2} \cdot 5,85 \cdot 0,18 = 1,49 \text{ кА.}$$

Ударный ток,  $I_{уд}^{K1}$ , кА:

$$I_{уд}^{K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n(t)}^{K1} \cdot K_y, \quad (22)$$

где  $K_y$  – коэффициент ударного тока, А.

$$I_{уд}^{K1} = \sqrt{2} \cdot 5,85 \cdot 1,87 = 15,47 \text{ кА.}$$

Схема замещения при КЗ в точке К2 представлена на рисунке 8.



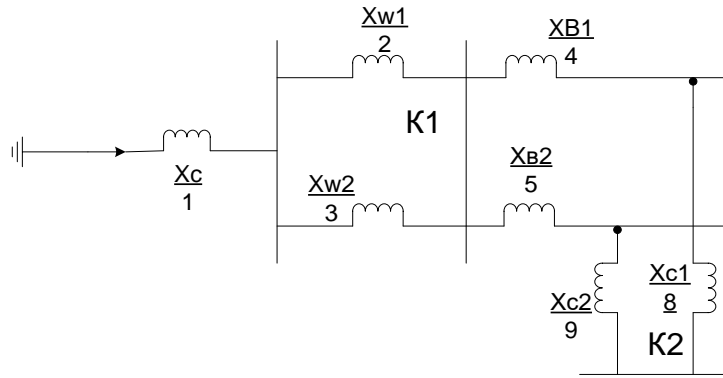


Рисунок 8 – Схема замещения при КЗ в точке К2

Суммарное результирующее сопротивление схемы,  $X_{\Sigma}^{K2}$ :

$$X_{\Sigma}^{K2} = X_{\Sigma}^{K1} + \frac{X_4}{2}, \quad (23)$$

$$X_{\Sigma}^{K2} = 0,67 + \frac{0,56}{2} = 0,95.$$

Периодическая составляющая трёхфазного тока КЗ,  $I_{n(0)}^{K2}$ , кА:

$$I_{n(0)}^{K2} = \frac{1}{0,95} \cdot 8,8 = 9,26 \text{ кА.}$$

Апериодической составляющей тока КЗ,  $I_{a(t)}^{K3}$ , кА:

$$I_{a(t)}^{K3} = \sqrt{2} \cdot 9,26 \cdot 0,62 = 8,12 \text{ кА.}$$

Ударный ток,  $I_{уд}^{K2}$ , кА:

$$I_{уд}^{K2} = \sqrt{2} \cdot 9,26 \cdot 1,9 = 24,9 \text{ кА.}$$

Схема замещения при КЗ в точке К3 представлена на рисунке 9.

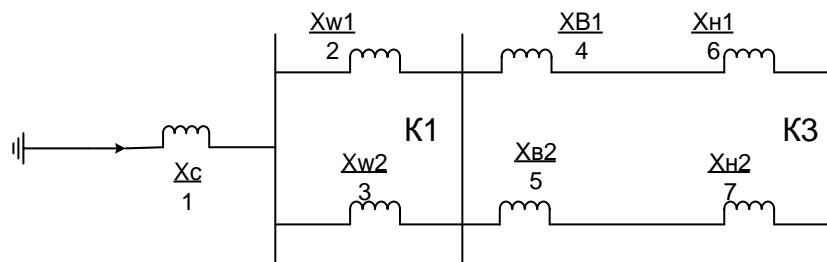


Рисунок 9 – Схема замещения при КЗ в точке К-3

Суммарное результирующее сопротивление схемы,  $X_{\Sigma}^{K3}$ :

$$X_{\Sigma}^{K3} = X_{\Sigma}^{K2} + \frac{X_6}{2}, \quad (24)$$

$$X_{\Sigma}^{K3} = 0,95 + \frac{1,06}{2} = 1,48.$$

Периодическая составляющая трёхфазного тока КЗ,  $I_{n(0)}^{K3}$ :

$$I_{n(0)}^{K3} = \frac{1}{1,48} \cdot 192,45 = 21,71 \text{ кА}$$

Апериодической составляющей тока КЗ,  $I_{a(t)}^{K3}$ , кА:

$$I_{a(t)}^{K3} = \sqrt{2} \cdot 21,71 \cdot 0,1 = 3,07 \text{ кА}$$

Ударный ток,  $I_{уд}^{K3}$ , кА:

$$I_{уд}^{K3} = \sqrt{2} \cdot 21,71 \cdot 1,82 = 55,88 \text{ кА.}$$

Таблица 2 – Результаты расчетов токов КЗ

точка	$U$ , кВ	$I_{п(0)}^K$ , кА	$I_{a(t)}^{K3}$ , о.е.	$I_{уд}^K$ , кА	$I_{ном}^K$ , кА
К-1	515	5,85	1,49	15,47	0,952
К-2	230	9,26	8,12	24,9	1,81
К-3	10,5	21,71	3,07	55,88	7,783

## 2.3 Выбор электрооборудования

### 2.3.1 Выбор сечения проводов на подходящие линии электропередач к РУ-ВН

Сечение выбирается по экономической плотности тока. Выбираем провод 3хАС-400/93 с допустимым током – 860 А [4].

а) проверка провода по нагреву:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (25)$$

$$158,7 \text{ А} \leq 2580 \text{ А}$$

б) проверка по условию возникновения короны:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (26)$$

Начальная составляющая возникновения короны,  $E_0$ , кВ/см:

$$E_0 = 30,2 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{R_{\text{пр}}}} \right), \quad (27)$$

$$E_0 = 30,2 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,35}} \right) = 31,14 \text{ кВ/см.}$$

Радиус провода ЛЭП,  $R_{\text{пр}}$ , см:

$$R_{\text{пр}} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{400+93}{3,14}} = 13,5 \text{ мм} = 1,35 \text{ см,}$$

$$R_0^{\text{ЭКВ}} = \sqrt[n]{R_{\text{пр}} \cdot a^{n-1}}, \quad (28)$$

$$R_0^{\text{ЭКВ}} = \sqrt[3]{13,5 \cdot 400^2} = 129,3 \text{ мм} = 12,93 \text{ см.}$$

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{R_{\text{пр}}}{a}, \quad (29)$$

$$k=1+3 \cdot \frac{13,5}{400}=1,06.$$

Фактическая составляющая возникновения короны провода,  $E$ , кВ/см:

$$E = k \frac{0,354 \cdot 500}{R_{\text{пр}} \cdot \log \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}, \quad (30)$$

$$E = 1,06 \cdot \frac{0,354 \cdot 500}{3 \cdot 1,24 \cdot \log \frac{1510}{12,93}} = 21,3 \text{ кВ/см.}$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами провода:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{12 \cdot 12 \cdot 24} = 15,1 \text{ м} = 1510 \text{ см.}$$

Условие возникновения короны провода:

$$0,9 \cdot 31,14 \geq 1,07 \cdot 21,3 \text{ кВ/см.}$$

Так как условие выполняется, следовательно, выбранный провод 3хАС-400/93 не коронирует.

### 2.3.2 Выбор сечения проводов для сборных шин и ошиновки РУ-500

Отводы выбираем по экономической плотности тока –  $j$  А/мм<sup>2</sup>, по справочнику – 1,4 А/мм<sup>2</sup>.

Экономическое сечение провод,  $q_{\text{э}}^{\text{отв}}$ , мм<sup>2</sup>:

$$q_{\text{э}}^{\text{отв}} = \frac{I_{\text{норм}}^{\text{тр}}}{j}, \quad (31)$$

$$q_{\text{э}}^{\text{отв}} = \frac{924,9}{1,4} = 660,6 \text{ мм}^2.$$

Номинальный ток от трансформатора,  $I_{\text{норм}}^{\text{тр}}$ , А:

$$I_{\text{норм}}^{\text{тр}} = I_{\text{вн}} = \frac{S_{\text{ном}}^{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{норм}}^{\text{тр}} = \frac{801}{\sqrt{3} \cdot 500} = 924,9 \text{ А.}$$

Выбирается по справочнику [12] провод ЗХАС-400/93 с  $I_{\text{доп}} = 860 \text{ А}$ .

а) проверяется провод на нагрев:

$$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{мак}} = I_{\text{норм}}^{\text{тр}}, \quad (34)$$

$$924,9 \text{ А} \leq 2580 \text{ А.}$$

Принимаются отводы проводом - ЗХАС-400/93 (от каждого однофазного автотрансформатора)

б) проверка по условию возникновения короны:

$$E_0 = 30,2 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,35}} \right) = 31,14 \text{ кВ/см.}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{400+93}{3,14}} = 13,5 \text{ мм} = 1,35 \text{ см,}$$

$$R_0^{\text{экв}} = \sqrt[3]{13,5 \cdot 400^2} = 129,3 \text{ мм} = 12,93 \text{ см.}$$

$$k = 1 + 3 \cdot \frac{13,5}{400} = 1,06.$$

$$E = 1,06 \cdot \frac{0,354 \cdot 500}{3 \cdot 1,24 \cdot \log \frac{1510}{12,93}} = 21,3 \text{ кВ/см.}$$

$$0,9 \cdot 31,14 \geq 1,07 \cdot 21,3 \text{ кВ/см.}$$

Так как условие выполняется, следовательно, выбранный провод ЗхАС-400/93 не коронирует.

### **2.3.3 Выбор сечения проводов для отводов от силового трансформатора до сборных шин РУ – ВН**

Так как в отводах от силовых трансформаторов используются те же провода, расчет не требуется.

### **2.3.4 Выбор высоковольтного выключателя на РУ - ВН**

Условия выбора:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (35)$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{макс.раб}} \leq I_{\text{ном}}^{\text{ВН}}, \quad (36)$$

$$924,9 \text{ А} \leq 3000 \text{ А.}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ - 500 выбирается элегазовый выключатель ВГТ-500.

### **2.3.5 Выбор разъединителя на РУ - ВН**

Условия выбора:

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

$$924,9 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ – 500 кВ выбирается разъединитель горизонтально – поворотный с двумя заземляющими ножами РДЗ- 500/3150Н/УХЛ1 с допустимым током – 3150 А.

### **2.3.6 Выбор трансформаторов тока устанавливаемых на открытое распределительное устройство ввода выключателей РУ – ВН.**

Условия выбора:

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

$$924,9 \text{ А} \leq 3000 \text{ А.}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ - 500 выбирается трансформатор тока наружного исполнения - ТВ – 500-П-3000/1-У2, ХЛ2 с классом точности 0,5.

### 2.3.7 Выбор трансформаторов тока встроенных во вводы силового трансформатора (тип ТВТ) РУ-ВН

Условия выбора трансформаторов тока для автотрансформатора такие же, как и для ОРУ, по справочнику из встроенных трансформаторов тока выбирается по току номинальному равному 924,9 А, трансформатор тока с номинальным током как у выключателей (3000 А) и рассчитанной вторичной нагрузкой – ТВТ 500 – I – 3000/5.

$$\begin{aligned} \text{Условия выбора:} \quad & 500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.} \\ & 924,9 \text{ А} \leq 3000 \text{ А.} \end{aligned}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ – 500 выбирается трансформатор тока, встроенный во ввода- ТВТ 500 – I – 3000/5 с классом точности 3.

### 2.3.8 Выбор трансформатора напряжения устанавливаемых на сборных шинах РУ-ВН

Рассчитывается мощность вторичных цепей, для выбора трансформатора исходя из количества присоединений и количества необходимых приборов на присоединение. Трансформатор напряжения выбирается по суммарной мощности нагрузки и напряжению электроустановки.

Таблица 3 – Выбор трансформатора напряжения ВН

Приборы	Тип	Мощность, ВА	Количество ячеек	Общая мощность
Вольтметр	Э - 335	2	3	6
Ваттметр	Э – 335	1,5	8	12
Варметр	Э – 335	1,5	8	12
Счетчик (МВт)	ЦЭ - 6822	5	8	40
Счетчик (Мвар)	ЦЭ - 6811	1	8	8
Ваттметр регистрирующий	М - 348	10	5	50
Вольтметр регистрирующий	М - 334	10	5	50
Частотметр	Э - 342	3	3	9
Синхроскоп	Э - 327	10	3	30
Итого:		44	51	217

Согласно вышеуказанных данных выбирается трансформатор напряжения наружного исполнения НКФ-500-73 У1, с классом точности 0,5.

### 2.3.9 Выбор сечения ЛЭП – 220 кВ

Сечение провода воздушной линии выбирается по экономической плотности тока,  $q_{\text{Э}}^W$ , мм<sup>2</sup>:

$$q_{\text{Э}}^W = \frac{I_{\text{норм}}^W}{n_{\text{ц}} \cdot j}, \quad (37)$$

$$q_{\text{Э}}^W = \frac{452,5}{1,4} = 323,2 \text{ мм}^2.$$

Ток линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ЛЭП(СН)}} = \frac{S_{\text{ном}}^{\text{тр}}}{W_{\text{ЛЭП}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (38)$$

$$I_{\text{норм}}^{\text{ЛЭП(СН)}} = \frac{689,7}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 452,5 \text{ А}$$

Сечение выбирается по экономической плотности тока. В разделе ТЗК был выбран провод 2хАС-240/32 с допустимым током – 610 А.

### 2.3.10 Выбор сечения сборных шин – 220 кВ

Шины выбираются по продолжительному рабочему току:

$$I_{\text{нор}} = \frac{S_{\text{ном}}^{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{нор}} = \frac{689,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 905 \text{ А}$$

Условие выбора сечения сборных шин:

$$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (40)$$

$$905 \text{ А} \leq 1220 \text{ А}$$

Так как условие выполняется, следовательно, выбирается провод 2хАС – 240/32.



### 2.3.11 Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ

Рассчитывается мощность вторичных цепей, для выбора трансформатора исходя из количества присоединений и количества необходимых приборов на присоединение. Трансформатор напряжения выбираем по суммарной мощности из таблицы 4 и напряжению электроустановки.

Таблица 4 – Выбор трансформатора напряжения СН

Приборы	Тип	Мощность, ВА	Количество ячеек	Общая мощность
Вольтметр	Э - 335	2	3	6
Ваттметр	Э – 335	1,5	8	12
Варметр	Э – 335	1,5	8	12
Счетчик МВт	ЦЭ - 6822	5	8	40
Счетчик Мвар	ЦЭ - 6811	1	8	8
Ваттметр регистрирующий	М - 348	10	3	30
Вольтметр регистрирующий	М - 334	10	3	30
Частотметр	Э - 342	3	3	9
Синхроскоп	Э - 327	10	3	30
Итого:		44	33	177

Условие выбора:

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

Согласно вышеуказанных данных выбирается трансформатор напряжения наружного исполнения НКФ-220-53 У1, с классом точности 0,5.

### 2.3.12 Выбор выключателя 220 кВ

Условия выбора:  $220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$ .

$$I_{\text{мак.раб}} \leq I_{\text{ном}}^{\text{В}}, \quad (41)$$

$$905 \text{ А} \leq 2000 \text{ А.}$$

$$I_{n(t)} \leq I_{откл}^B, \quad (42)$$

$$9260 \text{ A} \leq 40000 \text{ A}.$$

$$I_{\text{макс.раб}} \leq I_{\text{ном}}^B, \quad (43)$$

$$24900 \text{ A} \leq 102000 \text{ A}.$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ – 220 кВ выбирается элегазовый выключатель ВГТ – 220.

### **2.3.13 Выбор трансформаторов тока установленных на ОРУ- 220 кВ, встроенных ввода выключателей каждого присоединения**

Рассчитывается вторичная нагрузка на трансформатор тока, для одного присоединения.

Условия выбора:

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

$$905 \text{ A} \leq 2000 \text{ A}.$$

Выбирается трансформатор тока, ТВ – 220 – II – 2000/1 – У2, ХЛ2. с классом точности 0,5.

### **2.3.14 Выбор разъединителей – 220 кВ**

Условия выбора:

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

$$905 \text{ A} \leq 3150 \text{ A}.$$

Согласно вышеуказанных данных, на РУ – 220 кВ выбирается разъединитель наружной установки, серии РДЗ- 220/3150Н/УХЛ1.

### 2.3.15 Выбор трансформаторов тока встроенных в силовой автотрансформатор

Условия выбора трансформаторов тока для автотрансформатора такие же, как и для ОРУ, по справочнику из встроенных трансформаторов тока выбирается по току номинальному равному 905 А, трансформатор тока с номинальным током как у выключателей (2000 А) и рассчитанной вторичной нагрузкой – ТВТ220-III-2000/5.

Условия выбора:

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

$$905 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

Трансформатор тока выбирается по максимальному рабочему току по справочнику [12] из встроенных трансформаторов. Тип ТВТ220-III-2000/5, с классом точности 1.

Сечение выбирается по экономической плотности тока. Ранее был выбран провод АС-240/32 с допустимым током – 610 А.

а) проверка провода по нагреву:

$$60 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

б) проверка по условию возникновения короны:

$$E_0 = 30,2 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,07}} \right) = 31,95 \text{ кВ/см.}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{240+32}{3,14}} = 10,7 \text{ мм} = 1,07 \text{ см.}$$

$$E = 1,06 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{1,07 \cdot \log \frac{630}{1,07}} = 13,1 \text{ кВ/см.}$$

$$0,9 \cdot 31,95 \geq 1,07 \cdot 13,1 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{5 \cdot 5 \cdot 10} = 6,3 \text{ м} = 630 \text{ см.}$$

Так как условие выполняется, следовательно, выбранный провод АС – 240/32 не коронирует.

### **2.3.16 Выбор сечения проводов для сборных шин и ошиновки 110 кВ**

На РУ-110 кВ нет сборных шин, так как мы устанавливаем КРУЭ с номинальным током главной шины 2500 А.

Условия выбора:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

$$0,266 \text{ кА} \leq 2,5 \text{ кА.}$$

$$2,72 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

$$6,185 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Выбор сечения проводов для отводов от силового трансформатора до сборных шин РУ – СН.

Так как в отводах от силовых трансформаторов используются те же провода, расчет не требуется.

### **2.3.17 Выбор высоковольтного выключателя на РУ – СН**

Условия выбора:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

$$266 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ – 110 кВ выбирается элегазовый выключатель ВГТ-110-40/3150.

### 2.3.18 Выбор разъединителя на РУ – СН

Условия выбора:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

$$266 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ – 110 кВ выбирается разъединитель горизонтально – поворотный с двумя заземляющими ножами РДЗ- 110/3150Н/УХЛ1 с допустимым током – 3150 А.

### 2.3.19 Выбор сечения ЛЭП - 10 кВ

Сечение провода воздушной линии выбирается по экономической плотности тока,  $q_{\text{Э}}^W$ , мм<sup>2</sup>:

$$q_{\text{Э}}^W = \frac{600}{1,4} = 428,6 \text{ мм}^2.$$

Ток линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ЛЭП(СН)}} = \frac{134,8}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 589,6 \text{ А.}$$

Сечение выбирается по экономической плотности тока. Выбираем провод АС-240/39 с допустимым током – 610 А.

### 2.3.20 Выбор сечения отводов – 10 кВ

Шины выбираются по продолжительному рабочему току:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{134,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 3538 \text{ А.}$$

Выбираются медные шины прямоугольного сечения с тремя полосами и током 3930 А, с размерами 100x800 мм, которые ставятся на низкую сторону силового трансформатора.

### 2.3.21 Тип ячейки КРУН-10кВ

Условия выбора:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ.}$$

$$3,538 \text{ кА} \leq 4 \text{ кА.}$$

$$21,71 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

$$55,88 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Согласно вышеуказанных данных на РУ – 10 кВ выбирается элегазовый, баковый выключатель VF12,25,31.

## 2.4 Выбор мощности и типа трансформатора собственных нужд подстанции

Трансформатор собственных нужд (ТСН) выбирают по расчётной мощности.

Расчётная мощность ТСН рассчитывается по формуле двух трансформаторной п/ст.

$$S_{\text{сн}}^{\text{расч}} = 0,8 \cdot 712,2 = 569,8 \text{ кВА.}$$

Нагрузка на вторичной обмотке трансформатора собственных нужд представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузка на вторичной обмотке ТСН

Потребители	P, кВт	Количество, шт.	P <sub>Σ</sub> , кВт	Q <sub>Σ</sub> , квар
Охлаждение АОДЦН-267	29,6	6	177,6	110,4
Обогрев				
В-500	3,2	12	38,4	
В-220	3,2	8	25,6	
В-110	2,6	15	39	
Р-500	1,0	32	32	
Р-220	1,0	29	29	
Р-110	1,0	30	30	
ОПУ	50	1	50	

Продолжение таблицы 5

Освещение				
ОРУ	100	1	100	
ОПУ	30	1	30	
Компрессорная	15	4	60	
Подзарядное устройство	46	2	92	
Итого			703,6	110,4
			712,2 кВА	

Для определения расчётной мощности трансформатора собственных нужд, используем следующую формулу:

$$S_{\text{тр}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{сн}}^{\text{расч}}}{1,4}, \quad (44)$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{расч}} = \frac{712,2}{1,4} = 508,7 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ближайшей стандартной мощности – ТМН-630/10/0,4.

Вывод по разделу 2

В данном разделе выбраны распределительные устройства на все классы напряжении. По схемам замещения системы электроснабжения произведены расчёты токов КЗ. Согласно расчётным данным величина тока трехфазного КЗ (21,71 кА) получается меньше, чем ток отключения В-10 кВ (31,5 кА). Следовательно, реактор на линию 10 кВ не устанавливается.

### 3 Расчёт грозозащиты, защиты от перенапряжений подстанций, решения по выполнению релейной защиты, автоматики и телемеханики

#### 3.1 Расчёт территории подстанции

План территории подстанции изображен на рисунке 10.

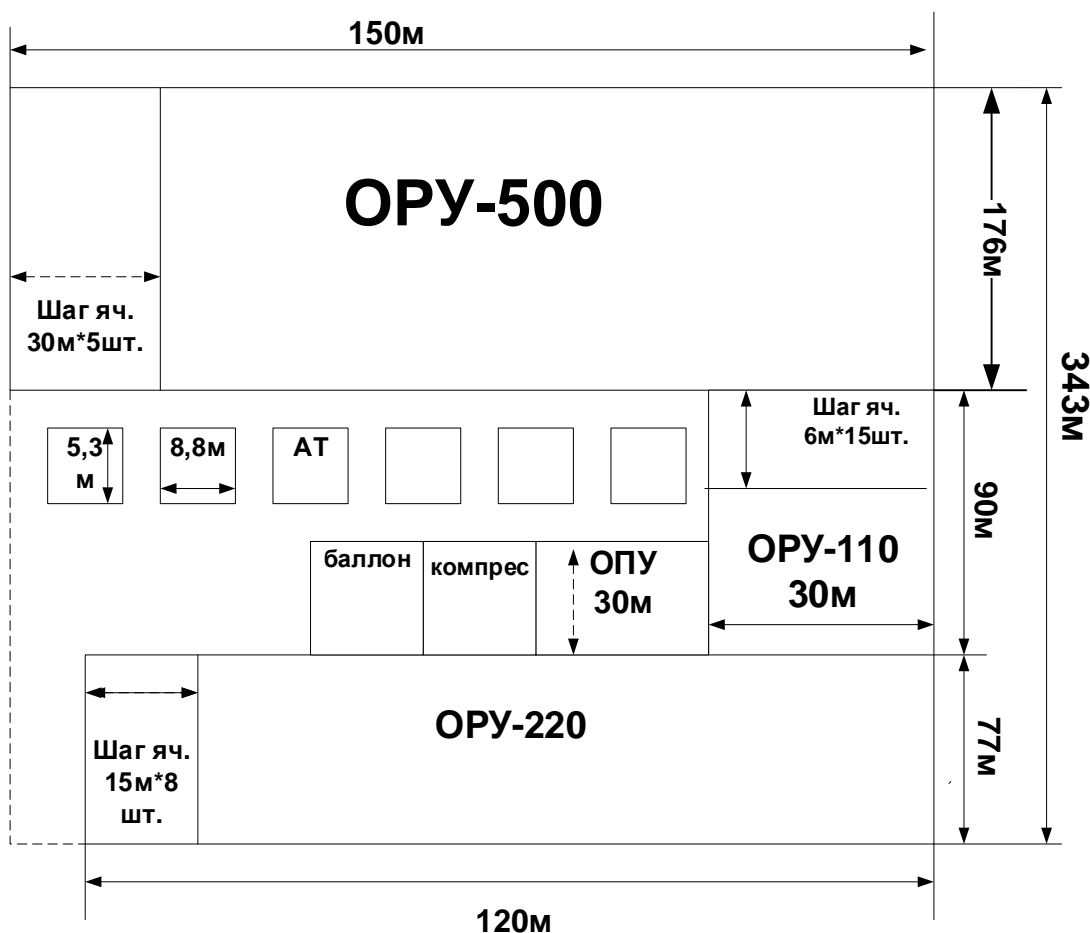


Рисунок 10 – План территории подстанции

Высота КРУ рассчитывается исходя из высоты ячейки КРУ по техническим данным, т.е. высота КРУ — это высота ячейки КРУ, умноженная на два. Что бы при монтаже или ремонте ячейку КРУ можно было поднять в данном помещении и переместить на улицу, а другую пронести верхом над всеми ячейками КРУ и установить на свое место.



Длина КРУ должна суммироваться из количества ячеек по схеме и количеству потребителей плюс две резервные ячейки с обеих сторон ряда КРУ.

Ширина КРУ суммируется из ширины ячейки КРУ и ширины прохода для обслуживания и осмотров ячеек, проходы должны быть не менее 1,54 м.

### 3.2 Расчёт грозозащиты ОРУ – 500 кВ

Для защиты ОРУ 500кВ будем использовать систему из четырех молниеотводов [5, 16], с параметрами, показанными на рисунке 11.

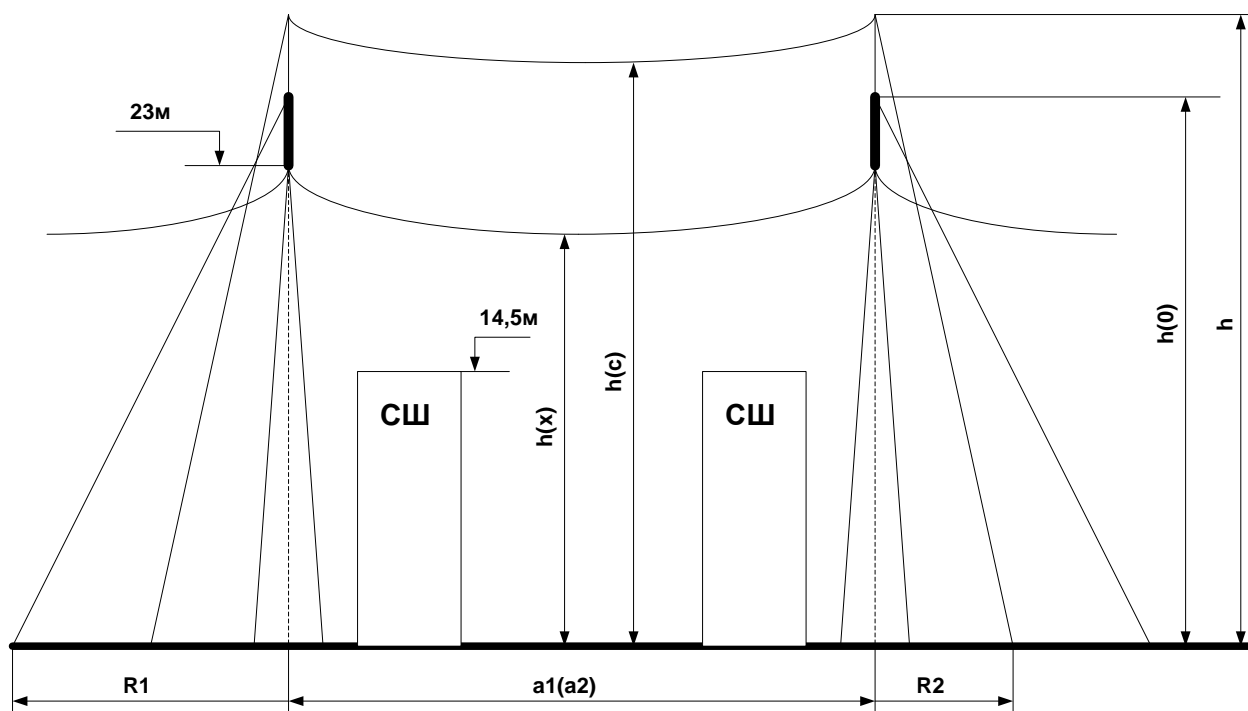


Рисунок 11 – План двух молниеотводов для расчёта

Для определения высоты молниеотвода применим формулу четырёх молниеотводов, план расположения которых показан на рисунке 12.

Диагональ четырехугольника:

$$D = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (45)$$

$$D = \sqrt{60^2 + 60^2} = 84,8 \text{ м.}$$

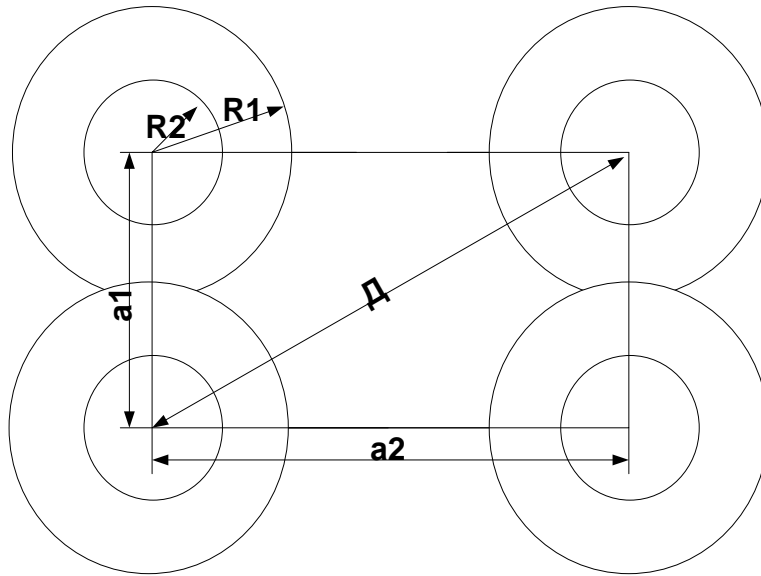


Рисунок 12 – План зон защит четырёх отдельно стоящих молниеотводов

Высота стержневого молниеотвода вместе с порталом:

$$h = h_x + \frac{D}{8}, \quad (46)$$

$$h = 23,6 + \frac{84,8}{8} = 34,2 \text{ м.}$$

### 3.2.1 Защитная зона перекрытия по стороне $a_1$

Расстояние – 60 м, что больше  $1,5h$ , значит можно использовать следующие формулы для расчётов.

Высота защитного перекрытия:

$$h_c = h_0 - 0,14 (a_1 - 1,5h), \quad (47)$$

$$h_c = 31,4 - 0,14 (60 - 51,3) = 30,18 \text{ м.}$$

Условие выполнения расчета:

$$h_c \geq h_x, \quad (48)$$

$$30,18 \text{ м} \geq 23,6 \text{ м}$$

Высота молниезащитного устройства, до железного проводника молниеотвода:

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (49)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 34,2 = 31,4 \text{ м.}$$

Радиус защиты по боковым линиям зоны защиты парных молниеотводов на высоте  $h_x$ , м:

$$r_{cx} = 1,5 \cdot h \cdot P, \quad (50)$$

$$r_{cx} = 51,3 \cdot 0,8 = 41,04 \text{ м.}$$

### 3.2.2 Защитная зона перекрытия по стороне $a_2$

Расстояние – 60 м, что больше  $1,5h$ , значит можно использовать приведенные ниже формулы для расчётов.

Высота защитного перекрытия:

$$h_c = h_0 - 0,14 (a_2 - 1,5h), \quad (51)$$

$$h_c = 31,4 - 0,14(60 - 51,3) = 30,18 \text{ м.}$$

Радиус защиты по боковым линиям зоны защиты парных молниеотводов на высоте  $h_x$ , м:

$$r_{cx} = 0,75 \cdot h \cdot P, \quad (52)$$

$$r_{cx} = 25,65 \cdot 0,8 = 20,52 \text{ м.}$$

Условие выполнения расчета:

$$30,18 \text{ м} \geq 23,6 \text{ м}$$

Расчет выполнен верно, так как высота защитного перекрытия больше чем высота самого высокого оборудования на РУ – 500 кВ,  $h_c \geq h_x$ , провалов в защитной зоне нет, все оборудование защищено.

### **3.3 Защита от перенапряжения подстанции**

Для защиты от перенапряжения на подстанции выбираем ОПН-500 кВ ОПН-220 кВ ОПН-10 кВ, которые необходимо устанавливать согласно требованиям ПУЭ, а именно «со стороны каждого класса напряжения автотрансформаторов, между шинами и трансформаторами напряжения, с высокой стороны трансформатора собственных нужд, на каждой линии 500 кВ в сторону ЛЭП». [11]

### **3.4 Решения по выполнению релейной защиты, автоматики и телемеханики**

Для выбора параметров релейной защиты необходимо провести расчет токов КЗ в точках: до трансформатора (точка К1) и за трансформатором (точка К2) в максимальном и минимальном режимах работы. Максимальный режим соответствует схеме сети, когда все источники питания включены и сопротивление трансформаторов минимально. При расчете токов КЗ также принимается во внимание, что подстанция с целью ограничения токов КЗ работает с отключенным секционным выключателем на шинах 10 кВ.

Максимальное, минимальное и среднее значения напряжение КЗ для трансформатора ТДН-16000/110 соответственно равны:  $U_{k.max} = 11\%$ ,  $U_{k.min} = 9,5\%$ ,  $U_{k.sp} = 10,5\%$ .

Сопротивления трансформатора в максимальном и минимальном режимах, Ом,

$$X_{T \min} = \frac{u_{k \min} \cdot \left[ U_{\text{ср.вн}} \cdot (1 - \Delta U_{* \text{рпн}}) \right]^2}{100 \cdot S_{T.ном}}, \quad (53)$$

$$X_{T \max} = \frac{u_{k \max} \cdot U_{\text{макс.вн}}^2}{100 \cdot S_{T.ном}}, \quad (54)$$

где  $\Delta U_{* \text{рпн}}$  – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора;

$$X_{T \min} = \frac{9,5 \cdot \left[ 115 \cdot (1 - 0,16) \right]^2}{100 \cdot 16} = 55,406;$$

$$X_{T \max} = \frac{11 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 109,147.$$

Защита трансформатора выполняется с помощью устройств микропроцессорной защиты «Сириус-Т», «Сириус-УВ» и «Сириус-2В».

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Также возможно использование устройства в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Терминал защиты содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Терминал предоставляет большое количество современных сервисных функций.

В устройстве реализовано постоянное самотестирование с выдачей сигнала неисправности контактами реле «Отказ».

«При срабатывании защиты устройство запоминает параметры отключения для последующего анализа обслуживающим персоналом. В число запоминаемых параметров аварии входят причина отключения, время и дата момента отключения, длительность срабатывания защиты.» [1]

«При срабатывании защиты устройство запоминает параметры срабатывания для последующего анализа обслуживающим персоналом. В число запоминаемых параметров аварии входят:

- причина отключения и вид повреждения;
- время и дата момента отключения;
- ток КЗ и длительность аварийной ситуации;
- ток обратной последовательности  $I_2$  ;
- состояние тумблеров оперативного управления на момент отключения выключателя;
- векторная диаграмма напряжений и токов в линии в момент аварии.» [1]

Определение номинальных первичных и вторичных токов в плечах защиты, групп соединения ТТ и размаха РПН

Уставки  $I_{ном.ВН}$  ,  $I_{ном.НН}$  , размах РПН выбираются исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения  $U_{онт}$  .  $U_{онт}$  характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения и в сторону уменьшения напряжения регулируемой обмотки. У защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на относительно небольших сквозных токах.

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна, кВ:

$$96,5 + \frac{(126 - 96,5)}{2} = 111,25.$$

Это значение принимается за  $U_{онт}$  . Дальнейший расчет сведен в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет по используемому диапазону регулирования

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значение для сторон	
		115 кВ	11 кВ
Первичный ток, А	$I_{ном.опт} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 83,03$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_i$	$\frac{200}{5} = 40$	$\frac{2000}{5} = 400$
	$K_{сх}$	1	1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_i}$	$\frac{83,03}{40} = 2,075$	$\frac{839,78}{400} = 2,1$
Принятые значения, А	$I_{ном.ВН} , I_{ном.НН}$	2	2,1
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$	

### 3.4.1 Дифференциальная токовая отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит  $\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$  – относительное значение уставки срабатывания

отсечки. Уставка должна вбираться из двух условий:

- отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

а) Отстройка от броска намагничивающего тока

Уставка по мгновенному значению равна  $2,5 \cdot \frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ . Минимальное значение уставки по первой гармонике равно 4, что соответствует  $2,5 \cdot 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10 / \sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд и больше 5 (кратность амплитуды броска тока намагничивания к току номинальному). Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

б) Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Рекомендуются выбирать уставку по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз вн макс*}}, \quad (55)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб}(1)}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, 0,7;

$I_{\text{кз вн макс*}}$  – отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора, А,

$$I_{\text{кз вн макс*}} = \frac{I_{\text{К2 макс}}}{I_{\text{ном.опт}}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{кз вн макс*}} = \frac{8500}{83,03} = 102,37;$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 102,37 = 86.$$

Принимаем уставку 86 для трансформатора Т1. Для трансформатора Т2 расчет аналогичен и уставка для него равна 86.

### 3.4.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

«Данная ступень предназначена для защиты двухобмоточного трансформатора как от повреждений, сопровождающиеся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора.

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 13. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.» [1]



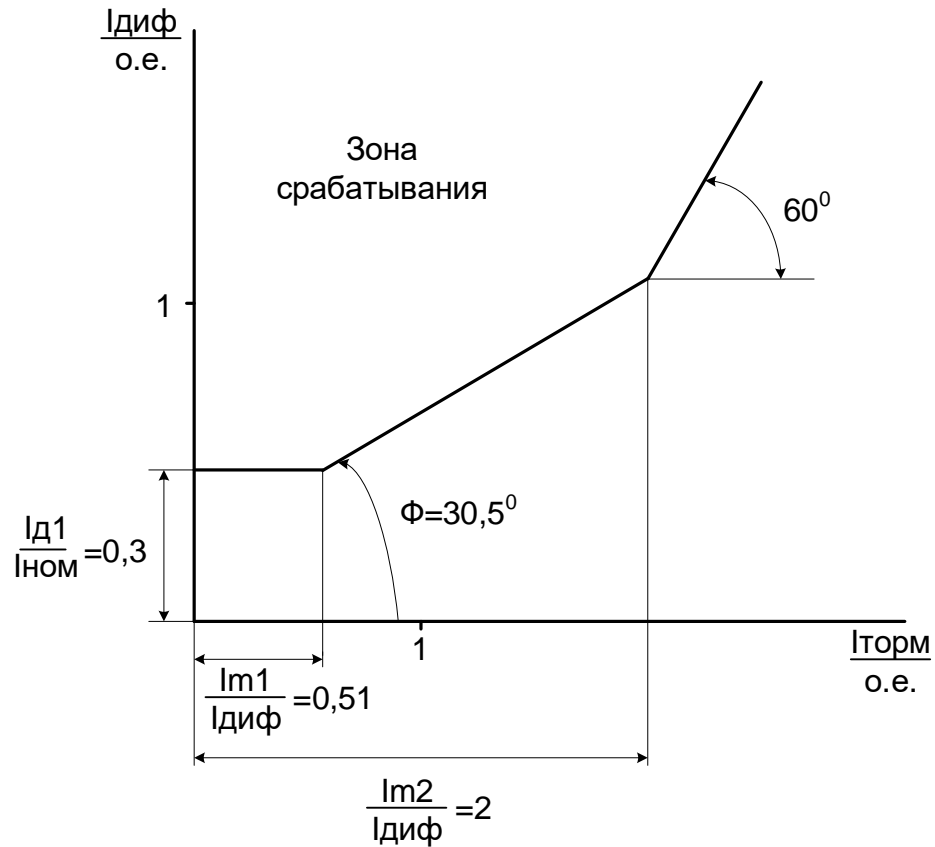


Рисунок 13 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Выбору подлежат:

$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}$  – базовая уставка ступени;  $K_{торм}$  – коэффициент торможения

(наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{T1}}{I_{ном}}$  – вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$  – уставка блокировки от второй гармоники.

а) Базовая уставка ступени.

$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты.

Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения

чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Для обоих трансформаторов принимается:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 0,3.$$

б) Коэффициент торможения.

$K_{торм}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1 до  $3 \cdot I_{ном}$ ).

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб\ расч} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (57)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, 2;

$K_{одн}$  – коэффициент одностипности трансформатора тока, 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформатора тока в установившемся режиме, 0,1;

$\Delta U_{РПН}$  – размах РПН относительно оптимального значения;

$\Delta f_{добав}$  – составляющая, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, 0,04.

Для надежности отстройки от тока небаланса, рассчитанного по (49), следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{отс}$ , который следует принять 1,3.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{\text{скв}} = 0,481 \cdot I_{\text{скв}}.$$

При принятом способе формирования тормозного тока он равен:

$$I_{\text{торм}} = \frac{(I_{\text{скв}} + I_{\text{скв}} - I_{\text{диф}})}{2}. \quad (59)$$

Вводится понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (60)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,815.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = 100 \cdot \frac{K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (61)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot \frac{0,481}{0,815} = 59.$$

$$\frac{K_{\text{торм, \%}}}{100} = \text{tg}(\varphi) = 0,59.$$

в) Вторая точка излома тормозной характеристики

$\frac{I_{T2}}{I_{ном}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В

нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменяется. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $\frac{I_T}{I_{ном}} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $\frac{I_T}{I_{ном}} = 1,3$ ).

Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется

уставка  $\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 1,5 - 2$ .

Принимается уставка 2.

г) Первая точка излома тормозной характеристики

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = \frac{\left( \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} \right) \cdot 100}{K_{торм}}, \quad (62)$$

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = \frac{0,3 \cdot 100}{59} = 0,51.$$

д) Уставка блокировки от второй гармоники

Уставка блокировки от второй гармоники на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%.

Выбираем этот параметр, равным 0,15.

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2  $\left( \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} \right)$ , а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявить неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:  $\frac{I_{\partial}}{I_{ном}} = 0,1$ ;  $T_{сраб} = 10с$ .

Выполнить запрет АПВ вводов 10 кВ при работе ДЗТ. Работа АВР секционного выключателя разрешается.

### 3.4.3 Защита от перегрузки

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки, А, принимается равной:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{г}}, \quad (63)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{г}$  - коэффициент возврата, 0,95.

Номинальный ток определяется с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для трансформатора мощностью 16 МВ·А номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2 и 2,1. Расчетные значения уставок перегрузки равны следующим значениям.

Сторона ВН:

$$I_{ВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 2}{0,95} = 2,321.$$

Сторона НН:

$$I_{HH} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,1}{0,95} = 2,437.$$

Время срабатывания защиты составляет  $T_{сз} = 5с$ .

Блокировка РПН в составе устройства «Сириус-Т»

Контролируется три фазных тока высшей стороны трансформатора, которые не должны превышать уставку срабатывания защиты, равную  $2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 83,03 = 166,06А$ . Коэффициент трансформации трансформаторов тока равен  $k_I = 200 / 5$ .

Уставка срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{сз}}{K_I}, \quad (64)$$

$$I_{cp} = \frac{166,06}{40} = 4,15.$$

Уставка срабатывания защиты равна номинальному току и составляет величину:

$$I_{сз} = I_{ном} = 83,03А.$$

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{cp} = \frac{83,03}{40} = 2,08.$$

#### **3.4.4 Максимальная токовая защита НН (МТЗ-1) блока «Сириус-2В»**

Ток срабатывания защиты рассчитывается по двум условиям и выбирается наибольший ток срабатывания, при этом коэффициент

трансформации трансформаторов тока составляет  $K_{TT} = \frac{2000}{5} = 400$ , коэффициент схемы  $K_{cx} = 1$ .

1. По условию отстройки от первичного тока на стороне НН защищаемого трансформатора, соответствующего его номинальной мощности и оптимальному напряжению, ток срабатывания его максимальной защиты, А:

$$I'_{cз} = \frac{K_{omc} \cdot I_{ном.онм.НН}}{K_g}, \quad (65)$$

$$I'_{cз} = \frac{1,2 \cdot 839,78}{0,95} = 1060,78.$$

2. По условию согласования с защитой секционного выключателя 10 кВ, А:

$$I''_{cз} = K_{omc} \cdot I_{cзCB}, \quad (66)$$

$$I''_{cз} = 1,1 \cdot 1716,7 = 1888,37.$$

Таким образом, для защиты МТЗ-1 принимается  $I_{cз} = 1888,37 \text{ А}$ .

Тогда ток срабатывания реле, А:

$$I_{cp} = \frac{I_{cз} \cdot K_{cx}}{K_i}, \quad (67)$$

$$I_{cp} = \frac{1888,37 \cdot 1}{400} = 4,72.$$

Проверяется чувствительность защиты основной зоны.

Ток двухфазного КЗ за трансформатором, А:

$$I_{p.\min} = \frac{I_{K2\min}^{(2)} \cdot K_{cx}}{K_i} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K2\min}^{(3)} \cdot K_{cx}}{K_i}, \quad (68)$$

$$I_{p.\min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14750 \cdot 1}{400} = 31,93.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p\min}}{I_{\text{ср}}}, \quad (69)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{31,93}{4,72} = 6,76 > 1,5.$$

Таким образом, защита проходит по чувствительности.

### 3.4.5 Вольтметровая блокировка

Вольтметровая блокировка позволяет лучше отстроиться от нагрузочных токов и может задаваться независимо для каждой ступени МТЗ соответствующими уставками. Вольтметровая блокировка автоматически выводится при отключенном выключателе. При включенной вольтметровой блокировке, для срабатывания защиты хотя бы одно из междуфазных напряжений должно снизиться ниже порогового значения, заданного уставкой.

Значения напряжения срабатывания защиты и обратной последовательности принимаются следующие:

$$U_{c.3} = 60 \text{ В}, U_{c.32} = 9 \text{ В}.$$

Время отключения ввода 10 кВ  $T_{\text{отк}} = 2,3 \text{ с}$ .

Время АПВ ввода 10 кВ  $T_{\text{отк}} = 2 \text{ с}$ .

Ускорение после АПВ МТЗ ввода 10 кВ  $T_{\text{уск}} = 0,5 \text{ с}$ .

Выполнить запрет АВР секционного выключателя 10 кВ от МТЗ-1.



### 3.4.6 Максимальная токовая защита ВН

Защита входит в состав устройства «Сириус-Т».

На стороне ВН выбираются встроенные вводы 110 кВ силового трансформатора трансформаторы тока типа ТВТ-110 с  $K_i = 200/5$ . Выполняется внутренняя цифровая сборка трансформаторов тока в треугольник, причем используется одиннадцатая группа сборки. Коэффициент схемы при этом равен  $K_{cx} = 1,73$ .

Ток срабатывания защиты рассчитывается по двум условиям, исходя из которых, выбирается наибольший.

1. По условию отстройки от первичного тока на стороне ВН защищаемого трансформатора, соответствующего его номинальной мощности и оптимальному напряжению, ток срабатывания его максимальной защиты:

Ток срабатывания защиты, А:

$$I'_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном.онт}}{K_{\epsilon}}, \quad (70)$$

$$I'_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,05 \cdot 83,03}{0,95} = 110,124.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I'_{ср} = \frac{I'_{сз} \cdot K_{cx}}{K_i}, \quad (71)$$

$$I'_{ср} = \frac{110,124 \cdot 1,73}{40} = 4,762.$$

2. По согласованию с защитой МТЗ ввода 10 кВ, А:

$$I''_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ср.МТЗ1}}{n_T}, \quad (72)$$

где  $n_T$  – коэффициент трансформации напряжения,

$$I_{сз}'' = \frac{1,2 \cdot 1888,37}{111,25 / 10,5} = 213,873.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср}'' = \frac{213,873 \cdot 1,73}{40} = 9,25.$$

Таким образом, для защиты МТЗ ВН принимается  $I_{сз} = 213,873 А$ ,  
 $I_{ср} = 9,25 А$ .

### 3.4.7 Вольтамперная блокировка

Ток в реле в минимальном режиме при двухфазном КЗ  $I_{p.min}$  (А), определяется по формуле:

$$I_{p.min} = \frac{I_{K2min BH}^{(2)} \cdot K_{cx}}{K_i} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K2min BH}^{(3)} \cdot K_{cx}}{K_i},$$

где  $I_{K2min BH}^{(2)}$  – ток при двухфазном КЗ в точке К2 в минимальном режиме, приведенный к ВН трансформатора.

$$I_{p.min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1392,13 \cdot 1,73}{40} = 52,14.$$

Коэффициент чувствительности защиты определяется по формуле:

$$K_{\eta} = \frac{52,14}{9,25} = 5,64 > 1,5.$$

Напряжение срабатывания защиты.

$$U_{c.з} = 60 В, U_{c.з2} = 9 В.$$

Время отключения ввода 10 кВ  $T_{отк} = 2,3 с$ .

### 3.4.8 Контроль наличия тока в линии 110 кВ

Контроль наличия тока в линии выполняется с помощью реле КА1 (РТ-40/P5). Уставка берется по середине шкалы.

### 3.4.9 Защита минимального напряжения

Напряжение срабатывания реле составляет величину 40 В.

Время срабатывания реле на отключение 10 кВ  $T_{cp} = 8$  с.

### 3.4.10 Защита кабельных линий 10 кВ

Ток срабатывания защиты кабельной линии, А,

$$I_{сз} \geq \frac{K_H \cdot K_{сзн}}{K_\epsilon} \cdot 0,7 \cdot I_{раб.маx.НН} = \frac{K_H \cdot 0,7 \cdot I_{раб.маx.НН}}{K_\epsilon}, \quad (73)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание защиты путем учета погрешности с необходимым запасом, принимается равным 1,1 – 1,2;

$K_\epsilon$  – коэффициент возврата реле, в зависимости от типа реле может составлять 0,8-0,85;

$K_{сзн}$  – коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и ее параметров.

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 0,7 \cdot 1924,5}{0,8} = 1852,3.$$

По условию согласования чувствительности с защитами секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{сз} \geq \frac{K_{н.с}}{K_p} \cdot (I_{с.з.пред} + (n-1) \cdot I_{раб.маx}), \quad (74)$$

где  $I_{с.з.пред} = 962,25$  А – ток срабатывания защиты секционного выключателя;

$I_{\text{раб.макс}} = 137,5 \text{ А}$  – рабочий максимальный ток наиболее загруженной кабельной линии 10 кВ, отходящей от шин 10 кВ подстанции;  
 $n$  – число линии 10 кВ, отходящих от секции шин 10 кВ.

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{1,4}{1} \cdot (962,25 + (13-1) \cdot 137,5) = 3657,15.$$

Ток срабатывания защиты  $I_{\text{сз1}}$ , А, определяется по выражению

$$I_{\text{сз1}} \geq \frac{K_n \cdot K_{\text{сзн}}}{K_\epsilon} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (75)$$

Коэффициент самозапуска определяется по следующему выражению.

$$K_{\text{сзн}} = \frac{I_{\text{сзн.макс.НН}}}{I_{\text{раб.макс}}}, \quad (76)$$

$$K_{\text{сзн}} = \frac{1924,5}{137,5} = 14,$$

$$I_{\text{сз1}} \geq \frac{1,15 \cdot 14}{0,8} \cdot 137,5 = 2766,5.$$

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{\text{сз1}} = \{3657,15; 2766,5\} = 3657,15.$$

Проверяется коэффициент чувствительности защиты, который должен быть больше 1,5

$$K_u^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{к.мин.НН}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (77)$$

$$K_u^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14750}{3657,15} = 3,5 > 1,5.$$

Чувствительность защиты удовлетворяет требованию  $K_u > 1,5$ .

Защита кабельной линии осуществляется на микропроцессорной защите Сириус-2-Л.

Выводы по разделу 3:

В данном разделе выполнен расчет грозащиты ОРУ-500 кВ. Для защиты от перенапряжения на подстанции выбираем ОПН-500 кВ ОПН-220 кВ ОПН-10 кВ. Защита трансформатора выполняется с помощью устройств микропроцессорной защиты «Сириус-Т», «Сириус-УВ» и «Сириус-2В». Выполнить запрет АПВ вводов 10 кВ при работе ДЗТ. Работа АВР секционного выключателя разрешается. Максимальная токовая защита НН (МТЗ-1) устройства «Сириус-2В». Максимальная токовая защита ВН в составе устройства «Сириус-Т». Защита кабельной линии осуществляется на микропроцессорной защите Сириус-2-Л.

#### 4 Технико-экономический расчет

При выполнении технико-экономических расчётов (ТЭР), цены каждого элемента электроустановки, берутся из справочника, согласно выбранным схемам и оборудованию. Данный раздел показывает необходимые капиталовложения в проект, и величину затрат, которая зависит от определённых параметров. Конечно затраты должны сравниваться при нескольких вариантах проекта, но в нашем случае это просто ознакомительный показатель. Правда по методике [2] в величину затрат входит ещё один из важнейших показателей – это ущерб народному хозяйству от проекта при аварийных отключениях.

Капиталовложения в проектируемую электроустановку,  $K_{\Sigma}$ :

$$K_{\Sigma} = (K_{\Sigma \text{ру}} + K_{\Sigma \text{молнез}} + K_{\text{заз.устр}}) + 43\% (K_{\Sigma \text{ру}}), \quad (78)$$

где  $K_{\Sigma \text{молнез}}$  – капиталовложения в молниезащиту подстанции, взять равным 8% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$ ;

$K_{\text{заз.устр}}$  – капиталовложения в заземляющее устройство подстанции, взять равным 6,5% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$ ;

43% – общие издержки;

2% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – благоустройство, временные здания и сооружения;

11% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

8% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – затраты на общестанционные устройства, автоматизацию, управление и связь, собственные нужды и систему оперативного постоянного тока;

15% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждение и инженерные сети, срезку растительного слоя, подсыпку и выравнивающие площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализацию, маслоуловители;

2% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – содержание Дирекции строительства;

5% от  $K_{\Sigma \text{py}}$  – прочие расходы.

$$K_{\Sigma} = 1,575 \cdot 677630 = 1067267,25 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в проектируемую ячейку,  $K_{\Sigma \text{py}}$  :

$$K_{\Sigma \text{яч}} = K_{\Sigma \text{py}10} + K_{\Sigma \text{py}220} + K_{\Sigma \text{py}500}, \quad (79)$$

где  $K_{\Sigma \text{py}500}$  – суммарные капиталовложения в РУ высокого напряжения подстанции;

$K_{\Sigma \text{py}220}$  – суммарные капиталовложения в РУ среднего напряжения подстанции;

$K_{\Sigma \text{py}10}$  – суммарные капиталовложения в РУ низкого напряжения подстанции.

$$K_{\Sigma \text{яч}} = 23400 \times 12 + 15000 \times 8 + 500 \times 15 = 408300 \text{ тыс. руб.}$$

Капиаловложения трансформаторы подстанции  $K_{\Sigma}$  ;

$$K_{\Sigma \text{тр}} = K_{\Sigma \text{сил тр}} + K_{\Sigma \text{тсн}}, \quad (80)$$

где  $K_{\Sigma \text{тр}}$  – суммарная стоимость трансформаторов подстанций;

$K_{\Sigma \text{сил тр}}$  – суммарная стоимость обоих силовых трансформаторов подстанций;

$K_{\Sigma \text{тсн}}$  – суммарная стоимость обоих ТСН подстанций.

$$K_{\Sigma \text{тр}} = 78750 + 500 = 79250 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в подстанцию,  $K_{\Sigma}$ :

$$K_{\Sigma \text{py}} = (K_{\text{тр}} + K_{\Sigma \text{яч}} + (K_{\text{услож}} \times K_{\text{ошин}})) + \\ + 20\% (K_{\text{у}} \times K_{\text{ошин}}) + K_{\text{конс}}; \quad (81)$$

где  $K_{\text{конс}}$  – постоянная часть затрат при проекте на подстанцию;  
 $K_{\text{ошин}}$  – стоимость ошиновки РУ, цены на ВЛ приведена ниже;  
 $K_{\text{услож}}$  – коэффициент, учитывающий усложняющие условия строительства ВЛ или КЛ линий, приведен ниже;  
 20% - общее число расходов;  
 2% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – благоустройство, временные здания и сооружения;  
 11% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – проектно-изыскательные работы и авторский надзор;  
 2% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – содержание Дирекции строительства;  
 5% от  $K_{\Sigma \text{ру}}$  – прочие расходы.

$$K_{\Sigma \text{ру}} = (79250 + 408300 + 1,2(1,4 \times 6000)) + 180000 = 677630 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на обслуживание и амортизацию

$$I_{\text{обсл}} = \frac{K_{\text{обсл}\%} + K_{\text{ам}\%}}{100} \cdot K_{\Sigma} \quad (82)$$

$$I_{\text{обсл}} = \frac{2,5 + 6,4}{100} \cdot 1067267,25 = 94986,8 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь в трансформаторах в год

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W \quad (83)$$

$$\Delta W = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \sigma \quad (84)$$

$\sigma$  – время потерь за год – 3410 ч/год;

$n_{\text{T}}$  – количество силовых трансформаторов на подстанции;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ ;  $\Delta P_{\text{К}}$ ;  $S_{\text{НОМ}}$ ;  $U_{\text{НОМ}}$  – каталожные данные силовых трансформаторов;

$\beta$  – стоимость 1кВт·ч = 32 руб. кВт·час/год.



$$\Delta W_1 = 2 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{470}{2} \cdot \left(\frac{801}{500}\right)^2 \cdot 3410 = 4246587,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 2 \cdot 65 \cdot 8760 + \frac{315}{2} \cdot \left(\frac{125}{230}\right)^2 \cdot 3410 = 1297435,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_3 = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{85}{2} \cdot \left(\frac{16}{115}\right)^2 \cdot 3410 = 318165,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$I_{\text{пот}} = 32 \cdot (4246587,8 + 1297435,1 + 318165,4) = 187590 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые издержки:

$$I = I_{\text{обсл}} + I_{\text{пот}}, \quad (85)$$

$$I = 94986,8 + 187590 = 282576,8 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости проекта

$$T_{\phi} = \frac{K}{I} \quad (86)$$

$$T_{\phi} = \frac{1067267,25}{282576,8} = 3,8 \text{ лет.}$$

Выводы по разделу 4:

На основе проведенного технико-экономического расчёта выяснено, что окупаемость разрабатываемой подстанции составляет 3,8 лет.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе (ВКР) проработаны технические решения по реконструкции электрической части подстанции «Звезда» 500/220/110кВ. На основе проведенных расчетов предложено к установке актуальное электрооборудование, которое на данный момент весьма широко применяется в электроэнергетике. В частности, предложено установить на подстанции новейший вид распределительного устройства – КРУЭ, что существенно уменьшает размеры самого РУ. Это позволяет существенно снизить затраты на вложения по отводу земли для объекта, из-за уменьшения территории подстанции. Как показал технико-экономический расчет, срок окупаемости вложений на реконструкцию составляет 3,8 года.

В разделе 1 выбраны два автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110, две группы однофазных автотрансформаторов 3×АОДЦТН-267000/500/220 и 2 трансформатора ТДН-16000/110.

В разделе 2 выбраны распределительные устройства на все классы напряжений. На напряжение 500 кВ выбирается схема три выключателя на два присоединения (3/2), на напряжение 220 и 110 кВ выбирается схема две рабочие системы шин с обходной, на напряжение 10 кВ выбирается одна рабочая секционированная система шин. По схемам замещения системы электроснабжения произведены расчёты токов КЗ. Согласно расчётным данным величина тока трехфазного КЗ (21,71 кА) получается меньше, чем ток отключения В-10 кВ (31,5 кА). Следовательно, реактор на линию 10 кВ не устанавливается.

На напряжение 500 кВ выбран провод 3хАС-400/93, принимаются отводы проводом - 3хАС-400/93, выбирается элегазовый выключатель ВГТ-500, разъединитель горизонтально – поворотный с двумя заземляющими ножами РДЗ- 500/3150Н/УХЛ1, выбирается трансформатор тока наружного исполнения - ТВ – 500-II-3000/1-У2, выбирается трансформатор тока,

встроенный во ввода – ТВТ 500 – I – 3000/5, выбирается трансформатор напряжения наружного исполнения НКФ-500-73 У1.

На напряжение 220 кВ выбран провод 2хАС-240/32, выбирается трансформатор напряжения наружного исполнения НКФ-220-53 У1, выбирается элегазовый выключатель ВГТ – 220, выбирается трансформатор тока, ТВ – 220 – II – 2000/1 – У2, выбирается–разъединитель наружной установки, серии РДЗ- 220/3150Н/УХЛ1.

На напряжение 110 кВ нет сборных шин, так как мы устанавливаем КРУЭ с номинальным током главной шины 2500 А, выбирается элегазовый выключатель ВГТ-110-40/3150, выбирается–разъединитель горизонтально – поворотный с двумя заземляющими ножами РДЗ- 110/3150Н/УХЛ1, выбираем провод АС-240/39.

На напряжение 10 кВ выбираются медные шины прямоугольного сечения с тремя полосами и током 3930 А, с размерами 100х800 мм, которые ставятся на низкую сторону силового трансформатора, выбирается элегазовый, баковый выключатель VF12,25,31.

В качестве ТСН выбираем трансформатор ТМН-630/10/0,4.

Для защиты от перенапряжения на подстанции выбираем ОПН-500 кВ  
ОПН-220 кВ ОПН-10 кВ

На основе проведенного технико-экономического расчёта выяснено, что окупаемость разрабатываемой подстанции составляет 3,8 лет.

В рамках ВКР детально проработана релейная защита электрооборудования подстанции, а также спланирована молниезащита находящихся на ее территории объектов.

Таким образом, все задачи решены. Цель работы достигнута.

## Список используемой литературы

1. Аппараты защиты [Электронный ресурс]: [https://electroguru.ru//catalog/siemens\\_2018\\_apparati-zaschiti-sirius.pdf/](https://electroguru.ru//catalog/siemens_2018_apparati-zaschiti-sirius.pdf/) (дата обращения: 15.05.2021)
2. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электронное учебно-методическое пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с.
3. Грунин В.К. Выпускная квалификационная работа бакалавра по проектированию систем электроснабжения промышленных объектов: учебное пособие. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2016. 156 с.
4. Кабели и провода на напряжение до 1 кВ: каталог [Электронный ресурс]. URL:[http://www.simross.ru/files/35857/1KV\\_pr.pdf/](http://www.simross.ru/files/35857/1KV_pr.pdf/) (дата обращения: 19.01.2019).
5. Кашина С.Г. Электробезопасность. Защитные заземляющие устройства электроустановок: учебное пособие к практическим занятиям студентов. Казань: Изд-во КГАСУ, 2016. 137 с.
6. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры): учебное пособие. Москва: РУСАЙНС, 2017. 160 с.
7. Малафеев, С. И. Надежность электроснабжения : учебное пособие для спо / С. И. Малафеев. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. 368 с.
8. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. СО 153-34.20.122-2006.
9. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2018. – 480 с.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго № 229 от 19 июня 2003. 145 с.
11. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.

12. Родыгина С. В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения : учебно-методическое пособие / С. В. Родыгина, Д. А. Павлюченко. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2017. 47 с.
13. Родыгина С. В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. От теории к практике : учебное пособие / С. В. Родыгина. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2018. 100 с.
14. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2018. 448 с.
15. Сивков А.А. Основы электроснабжения: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. 180 с.
16. Старжинский В.Н. Проектирование защитного заземления: учебно-методическое пособие. Екатеринбург: УГЛТУ, 2015. 22 с.
17. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения : учебное пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. 480 с
18. Шевченко Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие. Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. 92с.
19. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учеб. пособие / В.П. Шеховцов. – Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2019. 214 с.
20. Щербаков Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление в строительстве : учебное пособие для спо / Е. Ф. Щербаков, Д. С. Александров, А. Л. Дубов. — Санкт-Петербург : Лань, 2021.