



## АННОТАЦИЯ

Данная бакалаврская работа направлена на модернизацию электрической части подстанции «Симферопольская 330», осуществляющей питание промышленного предприятия и объектов инфраструктуры.

На основе анализа уровня развития техники в данной сфере предложена замена воздушных выключателей и масляных трансформаторов тока на элегазовое оборудование. Кроме того, рекомендован переход на новые разъединители, привод которых обладает большим быстродействием и надежностью.

Для реализации запланированной модернизации и проверки правильности выбранного оборудования в данном проекте проведены необходимые расчеты: определены ожидаемые электрические нагрузки, вычислены токи короткого замыкания, уточнены собственные нужды подстанции, верифицированы заземление и молниезащита ГПП.

При выполнении расчетов использована актуальная нормативная база.

Насчитывающая 62 листа формата А4, в том числе 7 рисунков, 15 таблиц. Список использованной литературы состоит из 21 источника.

Графическая часть изображена на 6-х чертежах формата А1.

## ABSTRACT

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the PS 330kV Simferopol». The aim of the graduation work is to modernize the electrical part of the substation Simferopol 330, which supplies food to the industrial enterprise and infrastructure facilities. This diploma project consists of an explanatory note, introduction, the main part, containing 7 figures, 15 tables, including 21 sources in a foreign language in the amount of 5 pieces, the graphic part is presented in 6 drawings of the A1 format

The main part is aimed at modernization of PS "Simferopol 330" and improvement the reliability of the substation. The key task in the thesis work is to replace the old equipment with a more modern one, which contains new normative documents, reliability class and stable work.

We investigate the substation itself, what equipment is at the moment, and only then start to make calculations in the result we compare the old and new equipment that we plan to replace. Special attention is paid to the brand of manufacturers of new equipment, the firm "ABB" (Sweden) specializing in the field of electrical engineering, and information services which is widely used in Europe, and CIS countries.

To summarize, we would like to conclude that as a result of economic calculations and calculations of the power consumption of the substation, the replacement of power transformers is not planned. The main work is the replacement of air circuit breakers and oil-filled current transformers gas-insulated equipment. Besides, it is recommended to switch to new disconnectors, the drive of which has a high speed and reliability. For the implementation of the planned modernization and verification of the correctness of the selected equipment, the necessary calculations are made in this project.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Определение ожидаемых электрических нагрузок по подстанции .....	8
2 Определение количества, типа и мощности силовых трансформаторов.....	12
3 Подбор электрической схемы подстанции.....	23
4 Расчет токов коротких замыканий.....	24
4.1 Расчет трехфазных токов КЗ.....	24
4.2 Расчет токов несимметричных КЗ.....	27
5 Подбор и расчет оборудования подстанции на стороне 220 кВ.....	35
5.1 Подбор выключателей на стороне 220 кВ .....	35
5.2 Подбор разъединителей на стороне 220 кВ .....	37
5.3 Подбор трансформаторов тока на стороне 220 кВ .....	37
5.4 Подбор жёстких шин и изоляторов на стороне 220 кВ .....	39
5.5 Подбор и расчет оборудования подстанции на стороне 330 кВ.....	41
5.6 Подбор выключателей на стороне 330кВ.....	41
5.7 Подбор разъединителей на стороне 330 кВ.. ..	43
5.8 Подбор трансформаторов тока на стороне 330 кВ.....	44
5.9 Подбор жестких шин и изоляторов на стороне 330 кВ.....	45
6. Подбор оперативного тока.....	49
7. Собственные нужды подстанции.....	50
8. Вычисление заземления подстанции.....	52
9. Молниезащита подстанции.....	56
Заключение.....	58
Список используемой литературы и источников.....	60

## ВВЕДЕНИЕ

В две тысячи четырнадцатом году в состав единой энергосистемы Российской Федерации вошла подстанция «Симферопольская». Данная подстанция является узловой. К ней подходят питающие воздушные линии (ВЛ) «Симферопольская -Джанкой» и «Симферопольская – Севастополь» классом напряжения 330кВ. К энергосистеме подстанция подключается по схеме «четыреугольник».

На данный момент в составе эксплуатируемого оборудования (рис.1) имеются:

- два силовых трансформатора типа АТДЦТНГ-125000/220/110 мощностью 250 МВА, автотрансформатор АТДЦТНГ-240000/330/220 мощностью 240 МВА, и автотрансформатор АТДЦТНГ-24000/330/220 мощностью 250 МВА;
- воздушные выключатели типов ВВН-220-10, ВВБ-220-12, ВВД-220Б, ВВБ-220-12;
- разъединители типов РНДЗ-2-220/1000 и РНДХ-16-220/2000;
- трансформаторы тока типа ТФНД-220-І-600/1.

Согласно ПУЭ выключатели, разъединители и измерительные трансформаторы должны заменяться через 30 лет с начала эксплуатации [1 – 3]. Оборудование подстанции «Симферопольская» исчерпало свой эксплуатационный ресурс. Следовательно, в настоящий момент времени, имеется такая необходимость. В противном случае надежность электроснабжения потребителей, подключенных к подстанции «Симферопольская» значительно снизится.

Анализ литературы показывает, что при замене воздушных выключателей перспективным является переход на элегазовые выключатели. Это также относится и к измерительным трансформаторам тока. В последнее время часто взамен масляных трансформаторов тока устанавливают элегазовые варианты исполнения этих установок [4 - 10].

Кроме того, в соответствии с нормативными документами Федеральной сетевой компании при осуществлении модернизации подстанций классом напряжения 35 кВ и выше рекомендуется производить замену выключателей и измерительных трансформаторов именно на варианты элегазового исполнения [15].

Модернизация подобного типа дает возможность существенно повысить надежность электроснабжения потребителей. Это особенно важно для полуострова Крым в данный момент. Причем не только с технической точки зрения, но и с политической. Поэтому целью моей выпускной классификационной работы является повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции 330 кВ «Симферопольская» за счет замены выключателей и измерительных трансформаторов на элегазовые.

## 1 Определение ожидаемых электрических нагрузок по подстанции

Приоритетной целью и задачей при проектировании трансформаторной понизительной подстанции является определение мощности потребителей электрической энергии, на основе знания которой производятся дальнейшие расчеты.

Нагрузка определяется путем анализа годовых графиков нагрузки потребителей, подключенных к шине низкого напряжения подстанции и на основе данных о значениях максимальной нагрузки и коэффициента мощности, предоставляемых заказчиком, а в данном случае, указанных в задании.

Определим полную мощность потребителей при максимальной нагрузке:

Для бетонного завода:

$$S_{XIV} = \frac{P_{\max XIV}}{\cos\varphi_{XIV}} = \frac{48}{0,93} = 51,6 \text{ МВА.} \quad (1.1)$$

Для целлюлозного бумажного комбината:

$$S_{VII} = \frac{P_{\max VII}}{\cos\varphi_{VII}} = \frac{53}{0,92} = 57,6 \text{ МВА.} \quad (1.2)$$

Для строительного завода:

$$S_{XV} = \frac{P_{\max XV}}{\cos\varphi_{XV}} = \frac{65}{0,88} = 73 \text{ МВА.} \quad (1.3)$$

Всего для подстанции:

$$S_{\max}^{PC} = S_n^i = S_{XIII} + S_{VII} + S_{XV} = 51,6 + 57,6 + 73 = 182,2 \text{ МВА.} \quad (1.4)$$

Вычислим энергию, потребляемую отдельными потребителями в течение года:

Для бетонного завода:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} t \cdot t_{in}$$
$$W_{XIII} = 48 \cdot 1 \cdot 0,9 + 0,95 \cdot 1,1 + 0,85 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,7 \cdot 2,26 \cdot 10^3$$
$$W_{XIII} = 346896 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

(1.5)

Для целлюлозно-бумажного комбината:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} t \cdot t_{in}$$
$$W_{VIII} = 53 \cdot 1 \cdot 1 + 0,9 \cdot 1 + 0,8 \cdot 5 + 0,7 \cdot 1 + 0,6 \cdot 0,76 \cdot 10^3$$
$$W_{VIII} = 373968 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

(1.6)

Для бетонного завода:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} t \cdot t_{in}$$
$$W_{XV} = 65 \cdot 1 \cdot 0,9 + 0,95 \cdot 1,1 + 0,85 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,7 \cdot 2,26 \cdot 10^3$$
$$W_{XIII} = 469755 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

(1.7)

Для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = W_{VIII} + W_{XIII} + W_{XV} = 346896 + 373968 + 469755 =$$
$$= 1190619 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

(1.8)

Рассчитаем промежуток времени, соответствующий наибольшей нагрузке потребителей:



$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{max VIII}} + P_{\text{max XIII}} + P_{\text{max XV}}} = \frac{1190619}{166} = 7172 \text{ ч.} \quad (1.9)$$

Найдем отношение длительности максимальной нагрузки к числу часов в году, в виде коэффициента заполнения:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{7172}{8760} = 0,81. \quad (1.10)$$

График годичной нагрузки изображен на рисунке –1.1.

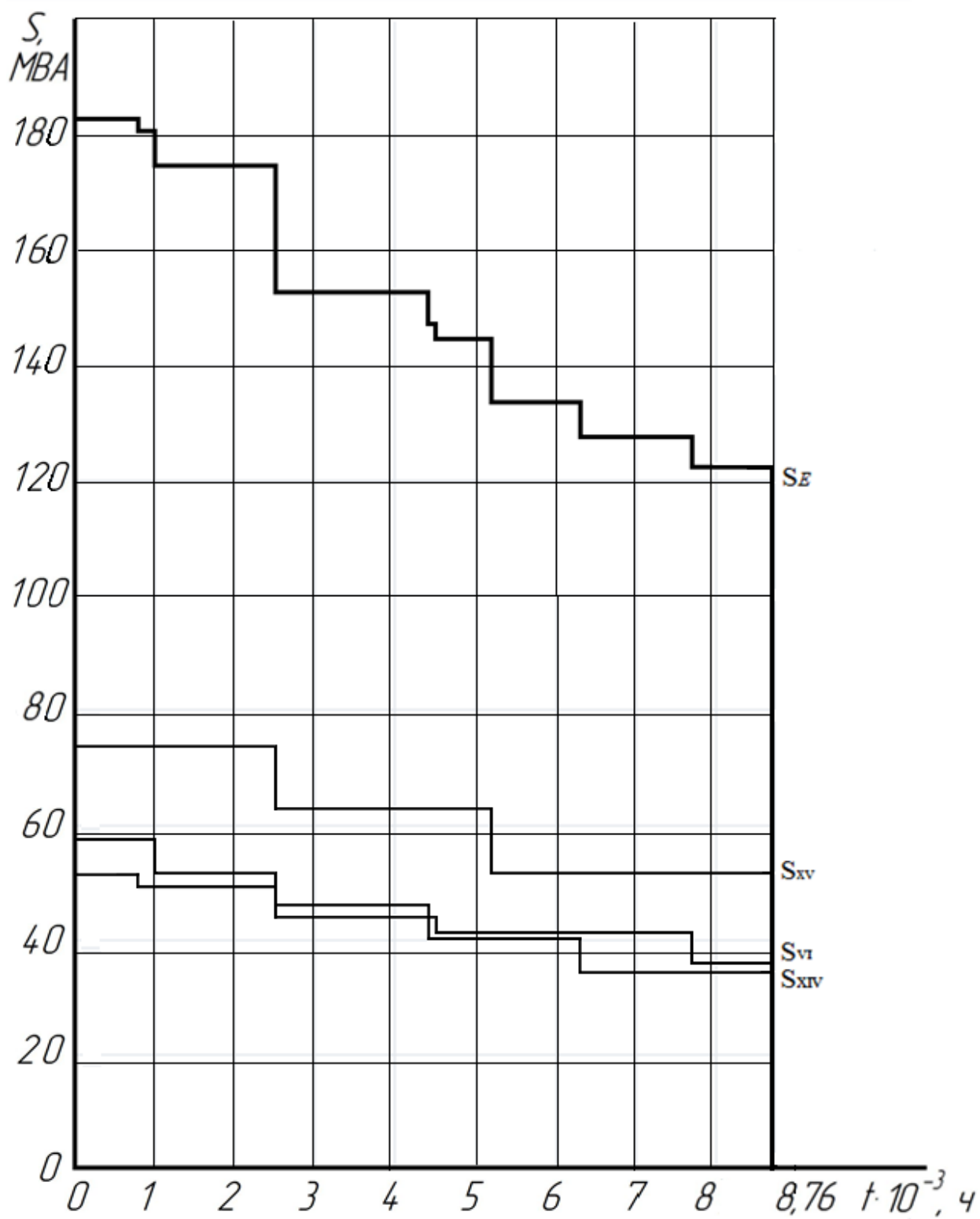


Рисунок – 1.1 График годичной нагрузки

## 2 Определение количества, типа и мощности силовых трансформаторов

$$S_{\max \text{ XIII}} = 51,6 \text{ МВА}$$

$$S_{\max \text{ VIII}} = 57,6 \text{ МВА}$$

$$S_{\max \text{ XV}} = 73 \text{ МВА}$$

$$S_{\max \text{ ПС}} = 182,2 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном. Т}} = 0,7 \cdot S_{\max \text{ ПС}} = 0,7 \cdot 182,2 = 127,5 \text{ МВА} \quad (2.1)$$

Исходя из вычисленной номинальной мощности произведем проверку в рамках технико-экономических расчетов двух трансформаторов: АТДЦТНГ-125000/220/110 и АТДЦТНГ-240000/330/220.

### 2.1 Расчет для трансформаторов АТДЦТНГ125000/220/110 кВ

S <sub>ном.Т</sub> , МВА	U <sub>ном. обм.</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВ	ΔP <sub>х</sub> , кВ	I <sub>х</sub> , %
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
125	230	121	6,6	10,96	42,33	27,68	290	85	0,5

Таблица 2.1 – Параметры трансформатора.

Вычисляем потери холостого хода на создание потока в трансформаторе:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном. Т}} = \frac{0,5}{100} \cdot 125000 = 625 \text{ квар.} \quad (2.2)$$

Приведенные потери холостого хода в трансформаторе:

$$P_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 85 + 0,05 \cdot 652 = 116,25 \text{ кВт.} \quad (2.3)$$

Активные потери на нагрев высшей, средней и низшей обмоток трансформатора при 100% их загрузке:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_k = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт.} \quad (2.4)$$

Напряжение к. з. обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$\begin{aligned} U_{к.в} &= 0,5 \cdot u_{к\text{ВН-НН}} + u_{к\text{ВН-СН}} - u_{к\text{СН-НН}} = \\ &= 0,5 \cdot 42,33 + 10,96 - 27,68 = 12\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} U_{к.с} &= 0,5 \cdot u_{к\text{ВН-СН}} + u_{к\text{СН-НН}} - u_{к\text{ВН-НН}} = \\ &= 0,5 \cdot 10,96 + 27,68 - 42,33 = 0\%. \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} U_{к.н} &= 0,5 \cdot u_{к\text{ВН-НН}} + u_{к\text{СН-НН}} - u_{к\text{ВН-СН}} = \\ &= 0,5 \cdot 42,33 + 27,68 - 10,96 = 28,6\%. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного 3-х обмоточного трансформатора в режиме к. з.:

$$Q_x = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{12,5}{100} \cdot 125000 = 16000 \text{ квар.} \quad (2.8)$$

$$Q_x = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0}{100} \cdot 125000 = 0 \text{ квар.} \quad (2.9)$$

$$Q_x = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{28,6}{100} \cdot 125000 = 35750 \text{ квар.} \quad (2.10)$$

Представлены потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$P_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в} = 145 + 0,05 \cdot 1600 = 945 \text{ кВт.} \quad (2.11)$$

$$P_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.с} = 145 + 0,05 \cdot 0 = 0 \text{ кВт.}$$

(2.12)

$$P_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н} = 145 + 0,05 \cdot 35750 = 19325 \text{ кВт.} \quad (2.13)$$

Коэффициенты загрузки обмоток ВН, СН и НН трансформатора:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{51600}{125000} = 0,412. \quad (2.14)$$

$$\kappa_{з.с} = \frac{S_C}{S_{НОМ.Т}} = \frac{57600}{125000} = 0,460. \quad (2.15)$$

$$\kappa_{з.н} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{73800}{125000} = 0,590. \quad (2.16)$$

Приведенные активные потери:

$$P'_T = P'_X + \kappa_{з.в.}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}$$

$$P_T = 116,25 + 0,412^2 \cdot 945 + 0,460^2 \cdot 155 + 0,590^2 \cdot 1932,5$$

$$P_T = 982,1 \text{ кВт.} \quad (2.17)$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.вi} + \sum \Delta W_{к.сi} + \sum \Delta W_{к.нi} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot k_{з.сi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot k_{з.нi}^2 \cdot T_i \right) \quad (2.18)$$

Все расчеты сводим в таблицу – 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет потерь электроэнергии для трансформатора АТДЦТНГ-125000/220/110

i	$S_{вi}$ , МВА	$S_{н1i}$ , МВА	$S_{н2i}$ , МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$	$K_{з.вi}$	$K_{з.н1i}$	$K_{з.н2i}$	$\Delta W_{к.вi}$	$\Delta W_{к.н1i}$	$\Delta W_{к.н2i}$
1	183,09	51,610	57,61	2	800	78400	2,29	1,29	1,44	235177,4	301984,8	376281,7
2	180,50	51,610	57,61	2	200	19600	2,26	1,29	1,44	57142,7	75496,2	94070,4
3	174,74	49,030	51,85	2	1500	147000	2,18	1,23	1,30	401654,2	511025,2	571499,8
4	152,74	49,030	51,85	2	1900	186200	1,91	1,23	1,30	388718,8	647298,6	723899,8
5	146,98	43,030	46,09	2	100	9800	1,84	1,08	1,15	18944,9	26240,4	30105,1
6	144,4	43,030	46,09	2	700	68600	1,81	1,08	1,15	127999,7	183682,6	210736,0
7	133,32	41,290	40,33	2	1100	107800	1,67	1,03	1,01	171458,8	265772,3	253557,5
8	127,56	41,290	40,33	2	1400	137200	1,59	1,03	1,01	199771,5	338255,7	322709,5
9	122,40	36,130	34,57	2	1060	103880	1,53	0,90	0,86	139266,0	196096,2	179527,9
$\Sigma$						858480				1740133,9	2545852,0	2762387,7
						$\Delta W_{пс} = 7906853,654$ кВт·ч						

Вычислим экономическую составляющую для трансформаторов АТДЦТНГ-125000/220/110 кВ:

Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$\alpha = 350$  – главная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta = 1,1$  – добавочная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии;

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{350 \cdot 12}{7172} + 1.1 = 0,644 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad 2.19$$

Расчет тарифа годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{Э}} = 7906853,654 \cdot 0,644 = 5092013,7. \quad (2.20)$$

Расчет экономической разумности выбора трансформаторов:

$$K = 2 \cdot 60000000 = 120 \text{ млн руб.} \quad (2.21)$$

$P_{\text{сум}} = 0,94$  коэффициент отчислений на ремонт и обслуживание;

$$I_{\text{о}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,94 \cdot 120000000 = 11280000 \text{ млн руб.} \quad (2.22)$$

$$I = I_{\text{о}} + I_{\text{Э}} = 1128000 + 5092013,7 = 16372013,7 \text{ млн руб.} \quad (2.23)$$

$E_{\text{н}}=0,15$  нормативно – дисконтный коэффициент.

$$З_{\text{пр1}} = E_{\text{н}} \cdot K \cdot I = 0,15 \cdot 120000000 + 11280000 = 29280000 \text{ млн руб.}$$

(2.24)

Далее произведем анализ потерь электроэнергии в трансформаторе типа АТДЦТНГ 24000/330/220.

Расчет, подобный приведенному выше по методике, изложенной в [12], выполним и для трансформатора АДЦТНГ – 125000/220/110.

## 2.2 Расчет для трансформаторов АДЦТНГ 240000/330/220 кВ

Таблица 2.3 – Параметры трансформатора.

S <sub>ном.Т</sub> , МВА	U <sub>ном. обм.</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВ	ΔP <sub>х</sub> , кВ	I <sub>х</sub> , %
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
240	330	242	11	9,5	74	60	430	130	0,5

Вычисляем потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном. Т}} = \frac{0,5}{100} \cdot 25000 = 1250 \text{ квар.} \quad (3.1)$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$P_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 130 + 0,05 \cdot 1250 = 192,5 \text{ кВт.} \quad (3.2)$$

Потери активной мощности к. з. высшей, средней и низкой обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_k = 0,5 \cdot 430 = 215 \text{ кВт.} \quad (3.3)$$

Напряжение к. з. обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$\begin{aligned} U_{к.в} &= 0,5 \cdot u_{к \text{ ВН-НН}} + u_{к \text{ ВН-СН}} + u_{к \text{ СН-НН}} = \\ &= 0,5 \cdot 74 + 9,5 - 60 = 11,7\%. \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} U_{к.с} &= 0,5 \cdot u_{к \text{ ВН-СН}} + u_{к \text{ СН-НН}} + u_{к \text{ ВН-НН}} = \\ &= 0,5 \cdot 9,5 + 60 - 74 = 0\%. \end{aligned} \quad (3.5)$$



$$\begin{aligned}
 U_{к.в} &= 0,5 \cdot u_{к\text{ВН-НН}} + u_{к\text{СН-НН}} + u_{к\text{ВН-СН}} = \\
 &= 0,5 \cdot 74 + 60 - 9,5 = 62,2\%.
 \end{aligned}
 \tag{3.6}$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора в режиме к. з.:

$$Q_x = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{11,7}{100} \cdot 240000 = 28080 \text{ квар.}
 \tag{3.7}$$

$$Q_x = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0}{100} \cdot 240000 = 0 \text{ квар.}
 \tag{3.8}$$

$$Q_x = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{62,2}{100} \cdot 240000 = 149280 \text{ квар.}
 \tag{3.9}$$

Представлены потери активной мощности к. з. согласно обмоткам трехобмоточного трансформатора:

$$P_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в} = 215 + 0,05 \cdot 28080 = 1619 \text{ кВт.}
 \tag{3.10}$$

$$P_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.с} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 0 \text{ кВт.}
 \tag{3.11}$$

$$P_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н} = 215 + 0,05 \cdot 149280 = 7679 \text{ кВт.}
 \tag{3.12}$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора ВН, СН и НН:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{51600}{240000} = 0,215.
 \tag{3.13}$$

$$\kappa_{з.с} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{57600}{240000} = 0,24.
 \tag{3.14}$$

$$\kappa_{з.н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{73800}{240000} = 0,307.
 \tag{3.15}$$

Представлены потери мощности:

$$\begin{aligned}
P_T &= P_X + K_{3.B.}^2 \cdot P_{K.B.} + K_{3.H1}^2 P_{K.H1} + K_{3.H2}^2 \cdot P_{K.H2} \\
P_T &= 119,5 + 0,215^2 \cdot 1619 + 0,24^2 \cdot 215 + 0,307^2 \cdot 7679 \\
P_T &= 1003,460 \text{ кВт.}
\end{aligned}
\tag{3.16}$$

Потери электроэнергии

$$\begin{aligned}
\Delta W_{ПС} &= \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{к.вi} + \Sigma \Delta W_{к.сi} + \Sigma \Delta W_{к.нi} = \\
\Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{3.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot k_{3.сi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot k_{3.нi}^2 \cdot T_i \right).
\end{aligned}
\tag{3.17}$$

Все расчеты сводим в таблице – 2.4

Таблица 2.4 – Расчет потерь электроэнергии для трансформатора АДЦТНГ 24000/330/220

i	S <sub>вi</sub> , МВА	S <sub>н1i</sub> , МВА	S <sub>н2i</sub> , МВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> , ч	ΔW <sub>xi</sub>	Кз.вi	Кз.н1i	Кз.н2i	ΔW <sub>к.вi</sub>	ΔW <sub>к.н1i</sub>	ΔW <sub>к.н2i</sub>
1	183,09	51,610	57,61	2	800	124640	1,45	0,82	0,91	144679,0	190270,0	237081,9
2	180,50	51,610	57,61	2	200	31160	1,43	0,82	0,91	35153,7	47567,5	59270,5
3	174,74	49,030	51,85	2	1500	233700	1,39	0,78	0,82	247094,0	321979,1	360082,0
4	152,74	49,030	51,85	2	1900	296020	1,21	0,78	0,82	239136,3	407840,2	456103,8
5	146,98	43,030	46,09	2	100	15580	1,17	0,68	0,73	11654,7	16533,1	18968,2
6	144,40	43,030	46,09	2	700	109060	1,15	0,68	0,73	78744,2	115732,0	132777,4
7	133,32	41,290	40,33	2	1100	171380	1,06	0,66	0,64	105479,9	167453,8	159757,7
8	127,56	41,290	40,33	2	1400	218120	1,01	0,66	0,64	122897,6	213123,0	203328,0
9	122,40	36,130	34,57	2	1060	165148	0,97	0,57	0,55	85675,2	123553,3	113114,2
Σ						1364808				1070514,5	1604052,0	1740483,6
						ΔW <sub>пс</sub> = 5779858,19 кВт·ч						

Вычислим экономическую составляющую для трансформаторов АТДЦТНГ-240000/330/220 кВ:

Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$\alpha = 350$  – главная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta = 1,1$  – добавочная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии;

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta = \frac{350 \cdot 12}{7172} + 1,1 = 0,644 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.18)$$

Расчет тарифа годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}} = 5779858,19 \cdot 1,143 = 3723221,53. \quad (3.19)$$

Расчет экономической разумности подбора трансформаторов:

$$K = 2 \cdot 65000000 = 130 \text{ млн руб.} \quad (3.20)$$

$R_{\text{сум}} = 0,94$  коэффициент отчислений на ремонт и обслуживание;

$$И_0 = R_{\text{сум}} \cdot K = 0,94 \cdot 130000000 = 12220000 \text{ млн.руб.} \quad (3.21)$$

$$И = И_0 + И_{\text{э}} = 12220000 + 3723221,53 = 15943221,5 \text{ млн.руб.} \quad (3.22)$$

$E_{\text{н}}=0,15$  нормативно – дисконтный коэффициент.

$$З_{\text{пр1}} = E_{\text{н}} \cdot K \cdot И = 0,15 \cdot 130000000 + 12220000 = 31720000 \text{ млн руб.} \quad (3.23)$$

Таким образом, для обеспечения питания рассмотренных потребителей (бетонный завод, целлюлозно-бумажный комбинат и строительный завод) вполне можно использовать два трансформатора АТДЦТНГ-125000/220/110.

Поэтому замена этих двух трансформаторов на более мощные нецелесообразна.

Здесь также уместно отметить, что на данной подстанции находятся в эксплуатации еще два автотрансформатора большей мощности типа АТДЦТНГ-240000/330/220. Поскольку количество потребителей и нагрузка этих трансформаторов за период работы подстанции не изменились, то, с учетом того, что их ресурс не исчерпан, нет необходимости замены данных автотрансформаторов и проведения соответствующих расчетов.

### 3 Подбор электрической схемы подстанции

При модернизации электрооборудования подстанции целесообразно выбирать технические решения с минимально возможными затратами. Главный принцип – схемы должны соответствовать нормативным документам и давать гарантии надежного электроснабжения потребителей.

Проведем анализ имеющихся решений. На стороне 330кВ в данный момент используется схема №330-7 «Четырехугольник». Для нее характерно то что, данная схема является надежной. Кроме того, анализ действующей нормативной базы показывает, что схема типа №330-7 «Четырехугольник» (рис.3.1) рекомендуется к использованию в ОРУ классом 330кВ на узловых подстанциях [1].

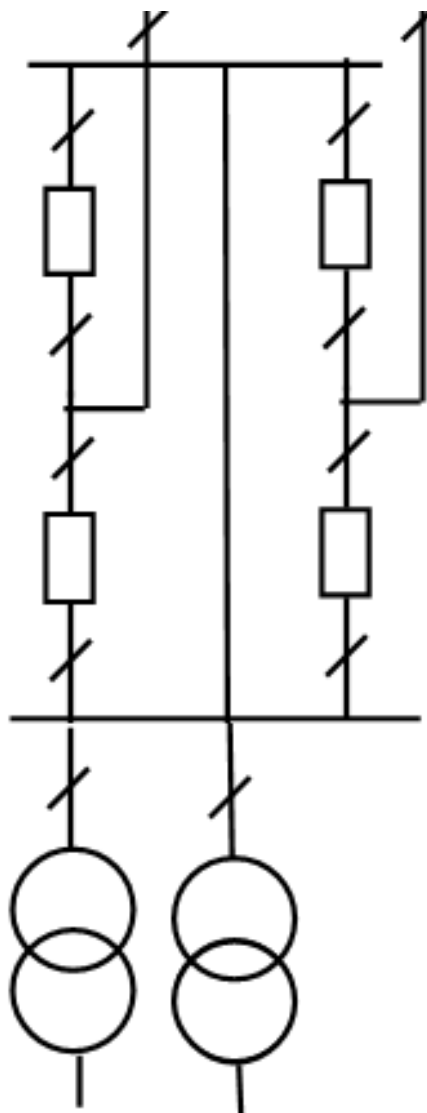


Рисунок 3.1 – Схема электрическая принципиальная РУ №330-7

## **4 Расчет токов коротких замыканий**

Основным направлением модернизации рассматриваемой подстанции является замена коммутационных и измерительных аппаратов на отвечающие требованиям нашего времени варианты. При выборе и проверки аппаратов первичных электрических цепей необходимо знать значения токов короткого замыкания.

Короткие замыкания присуще электроустановкам любой комплектации и степени сложности. Вероятность коротких замыканий объясняется естественным старением изоляции, заводским браком, ошибками персонала, либо другими причинами.

Короткое замыкание – любое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, либо, в системах с заземленными нейтралью – между одной или несколькими фазами и землей (или нулевым проводом).

К последствиям подобных замыканий можно отнести: резкое возрастание токов в токоведущих частях, как следствие, провал напряжения в схеме, а в некоторых случаях – возникновение электрической дуги, что приводит к порче оборудования и возникновению пожара. Протекание токов большой силы приводит к перегреву токоведущих частей, а в некоторых случаях, и к их механической деформации. Поэтому все аппараты проверяются по электродинамической и термической устойчивости к токам к. з.

### **4.1 Расчет трехфазных токов КЗ**

Расчет токов трехфазного симметричного короткого замыкания является базовым. Его результаты используются при выполнении расчетов все других видов КЗ. Выбор оборудования проводится по максимальным токам из всех возможных вариантов коротких замыканий. Поэтому расчет токов к.з начнем с расчета трехфазного симметричного замыкания.

Составим расчетную схему ЭУ и обозначим расчетные точки КЗ (рисунок 4.1)

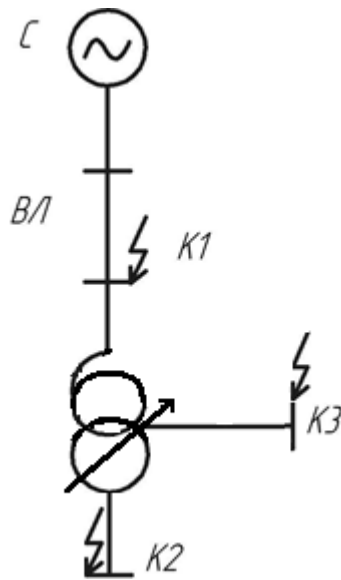


Рисунок 4.1 – Проектная схема электроустановки

Далее, на основании данной схемы сформируем эквивалентную схему замещения (рисунок 4.2)

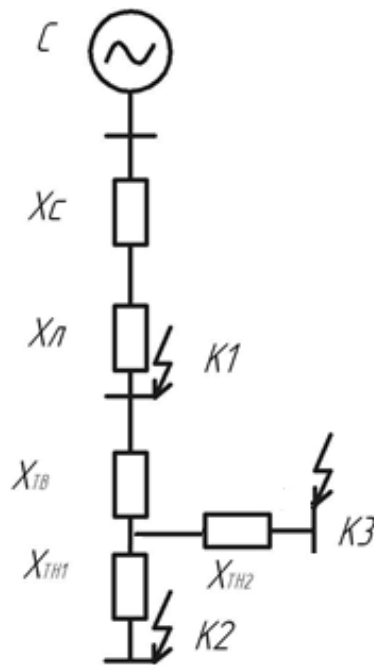


Рисунок 4.2 – Эквивалентная схема замещения



Произведем вычисления сопротивления схемы замещения для трансформатора АТДЦТНГ-125000/220/110 кВ.

Зададимся базисными мощностью и ЭДС:  $S_б = 1000$  МВА,  $E_{б,с''} = 1$ .

Расчет сопротивлений:

$$S_k = 2500 \text{ МВА.} \quad (4.1)$$

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{2500} = 0,4. \quad (4.2)$$

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{кВ} \% S_б}{100 S_{н.т.}} = \frac{12,8}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,024. \quad (4.3)$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{U_{к.н1} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{28,6 \cdot 1000}{100 \cdot 127,5} = 2,243. \quad (4.4)$$

$$x_{*б,КЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,16 \cdot \frac{10}{10} \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,001. \quad (4.5)$$

Длина линии, согласно техническому заданию, составляет 10 км.

Выполним расчет токов симметричного короткого замыкания:

– В точке К1:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К1:

$$x_{*рез б} = x_{*б,с} + x_{*б,КЛ} = 0,4 + 0,001 = 0,401. \quad (4.6)$$

Произведем расчет базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ кА.} \quad (4.7)$$

Определяем первое среднеквадратичное значение периодической составляющей короткого замыкания тока:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{0,401} \cdot 1,698 = 4,234 \text{ кА.} \quad (4.8)$$

Ударный ток:

$$k_{уд} = 1,8$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,234 \cdot 1,8 = 10,778 \text{ кА.} \quad (4.9)$$

– Рассчитано в точке К2:

– Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точек К2 и К3:

$$x_{*рез б} = x_{*б,с} + x_{*б,КЛ} + x_{*б,ТВ} + x_{*б,ТН1}$$

$$x_{*рез б} = 0,4 + 0,001 + 1,024 + 2,243 = 3,668. \quad (4.10)$$

Выполним расчет базисного тока

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА.} \quad (4.11)$$

Определим первое действующее значение периодической составляющей тока К3:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{3,668} \cdot 54,9 = 14,99 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Вычисляем ударный ток К3:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,99 \cdot 1,8 = 38,158 \text{ кА.} \quad (4.13)$$

Величины токов К3 в точке К3 аналогичны. Вычисляем для точки К2. Далее определяем токи несимметричных К3.

## 4.2 Расчет токов несимметричных К3

Для расчета несимметричных токов К3 составим схему замещения нулевой последовательности.

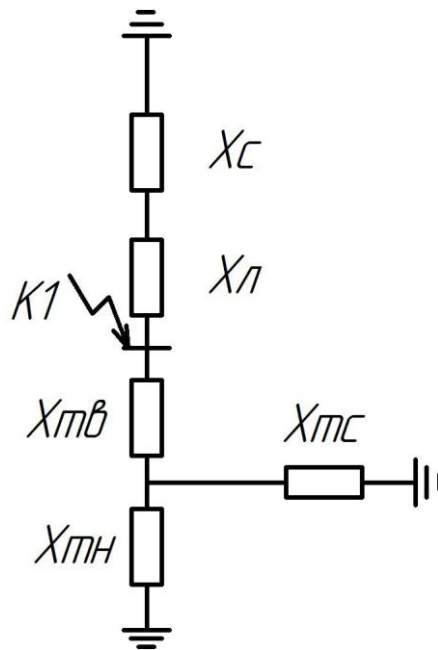


Рисунок 4.3 – Схема замещения для нулевой последовательности

– Расчет для точки К1:

Расчет сопротивлений обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,кЛ} = 0,4 + 0,001 = 0,401. \quad (4.14)$$

Выполним вычисление сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*6,c} + x_{*6,кЛ}) \cdot (x_{*6,тв} + \frac{x_{*6,тн1} \cdot x_{*6,тн2}}{x_{*6,тн1} + x_{*6,тн2}})}{(x_{*6,c} + x_{*6,кЛ}) + (x_{*6,тв} + \frac{x_{*6,тн1} \cdot x_{*6,тн2}}{x_{*6,тн1} + x_{*6,тн2}})}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,4 + 0,001) \cdot (1,024 + \frac{2,243 \cdot 2,243}{2,243 + 2,243})}{0,4 + 0,001 + (1,024 + \frac{2,243 \cdot 2,243}{2,243 + 2,243})} = 1,912. \quad (4.15)$$

Производим вычисление тока однофазного КЗ:

$$I_{п,о}^1 = m^1 \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 =$$

$$= \frac{1}{0,401 + 0,401 + 1,912} \cdot 1,69 = 0,942 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

Определяем путем расчета ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,о}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_6}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,401 + 0,401} \cdot 1,69 = 2,1 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

Вычислим ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{п,о}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_6}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6$$

$$I_{п,о}^{1,1} = \bar{3} \cdot \left( 1 - \frac{0,401 \cdot 1,912}{0,401 + 1,912} \right) \times$$

$$\times \frac{1,912}{0,401 + \frac{0,401 \cdot 1,912}{0,401 + 1,912}} \cdot 1,69 = 7,105 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^1 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^1 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 0,942 \cdot 1,8 = 2,397 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 2,1 \cdot 1,8 = 5,345 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

$$i_{уд}^{1,1} = \bar{2} \cdot I_{п,о}^{1,1} \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 7,105 \cdot 1,8 = 18 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

– Для точек К2 и К3:

Так как расщепленная обмотка низкого напряжения трансформатора соединена по схеме треугольник, токи нулевой последовательности на ступени низкого напряжения протекать не будут. Следовательно, однофазное КЗ сводится к простому, токи которого, в данном случае, пренебрежительно

малы, а ток  $K^{(1,1)}$  равен току двухфазного КЗ. Таким образом, для данной точки расчета подлежит только двухфазное короткое замыкание.

Вычисления сопротивления прямой и обратной последовательности:

$$\begin{aligned} x_{1\Sigma} &= x_{2\Sigma} = x_{*б,с} + x_{*б,кЛ} + x_{*б,тВ} + x_{*б,тН1} = \\ &= 0,401 + 0,001 + 1,024 + 2,243 \\ x_{1\Sigma} &= x_{2\Sigma} = 3,669. \end{aligned} \quad (4.22)$$

Определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,о}^2 = m^2 \cdot \frac{E''_{*б}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_б = \frac{\bar{3}}{3,669 + 3,669} \cdot 54,9 = 12,9 \text{ кА}. \quad (4.23)$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 12,9 \cdot 1,8 = 32,83 \text{ кА}. \quad (4.24)$$

Знание токов коротких замыканий в различных точках позволяет произвести выбор оборудования электрических сетей таким образом, чтобы оно в аварийном режиме обеспечивало функционирование сети так же, как и в нормальном. Произведем выбор электрических аппаратов и проводников в следующем пункте.

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения для АТДЦТНГ 240000/330/220.

Зададимся базисными мощностью и ЭДС:  $S_б = 1000 \text{ МВА}$ ,  $E_{б,с}'' = 1$ .

Расчет сопротивлений:

$$S_k = 2500 \text{ МВА}. \quad (4.25)$$

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{2500} = 0,4. \quad (4.26)$$

$$x_{*б,тВ} = \frac{U_{кВ}\%}{100} \frac{S_б}{S_{н.т.}} = \frac{11,7}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,487. \quad (4.27)$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{U_{к.Н1} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{62,2 \cdot 1000}{100 \cdot 127,5} = 4,878. \quad (4.28)$$

$$x_{*б,КЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,16 \cdot \frac{10}{10} \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,001. \quad (4.29)$$

Длина линии, согласно техническому заданию, составляет 10 км.

Выполним расчет токов симметричного короткого замыкания:

– В точке К1:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки – К1:

$$x_{*рез б} = x_{*б,с} + x_{*б,КЛ} = 0,4 + 0,001 = 0,401. \quad (4.30)$$

Произведем расчет базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,69 \text{ кА}. \quad (4.31)$$

Определяем первоначальное среднеквадратичное значение периодической составляющей тока к.з:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{0,401} \cdot 1,698 = 4,234 \text{ кА}. \quad (4.32)$$

Ударный ток:

$$k_{уд} = 1,8$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,234 \cdot 1,8 = 10,778 \text{ кА}. \quad (4.33)$$

– В точке К2:

– Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точек К2 и К3:

$$x_{*рез б} = x_{*б,с} + x_{*б,КЛ} + x_{*б,ТВ} + x_{*б,ТН1}$$

$$x_{*рез б} = 0,4 + 0,001 + 0,487 + 4,878 = 5,766. \quad (4.34)$$

Выполним расчет базисного тока

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{5,766} \cdot 54,9 = 9,521 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

Вычисляем ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,521 \cdot 1,8 = 49,692 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

Величины токов КЗ в точке КЗ аналогичны вычисляем для точки К2. Далее вычисляем токи несимметричных к.з.

Для расчета несимметричных токов КЗ для 2-х других трансформаторов аналогично составим схему и нулевой последовательности.

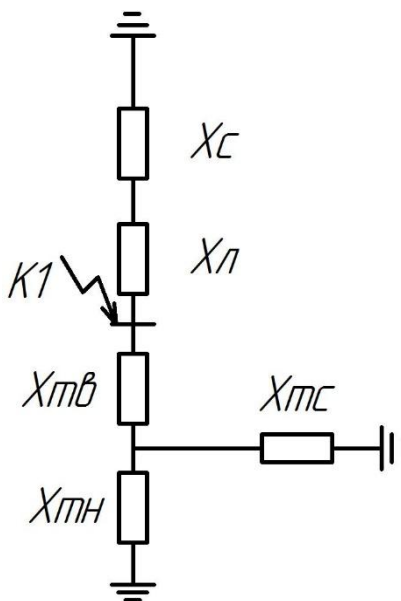


Рисунок 4.4 – Схема замещения для нулевой последовательности

– Расчет для точки К1:

Расчет сопротивлений обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,кЛ} = 0,4 + 0,001 = 0,401. \quad (4.38)$$

Выполним вычисление сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*6,c} + x_{*6,кЛ}) \cdot (x_{*6,ТВ} + \frac{x_{*6,ТН1} \cdot x_{*6,ТН2}}{x_{*6,ТН1} + x_{*6,ТН2}})}{(x_{*6,c} + x_{*6,кЛ}) + (x_{*6,ТВ} + \frac{x_{*6,ТН1} \cdot x_{*6,ТН2}}{x_{*6,ТН1} + x_{*6,ТН2}})}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,4 + 0,001) \cdot (0,487 + \frac{4,878 \cdot 4,878}{4,878 + 4,878})}{0,4 + 0,001 + (0,487 + \frac{4,878 \cdot 4,878}{4,878 + 4,878})} = 0,171. \quad (4.39)$$

Производим вычисление тока однофазного к.з:

$$I_{п,0}^1 = m^1 \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 =$$

$$= \frac{1}{0,401 + 0,401 + 0,171} \cdot 1,69 = 1,736 \text{ кА}. \quad (4.40)$$

Определяем путем расчета ток двухфазного к.з:

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,401 + 0,401} \cdot 1,69 = 2,1 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

Вычислим ток двухфазного к.з на землю:

$$I_{п,0}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6$$

$$I_{п,0}^{1,1} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{0,401 \cdot 0,171}{0,401 + 0,171}^2} \times$$



$$\times \frac{0,171}{0,401 + \frac{0,401 \cdot 0,171}{0,401 + 0,171}} \cdot 1,69 = 0,858 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^1 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^1 \cdot K_{уд} = \bar{2} \cdot 1,736 \cdot 1,8 = 4,419 \text{ кА.} \quad (4.43)$$

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot K_{уд} = \bar{2} \cdot 2,1 \cdot 1,8 = 5,345 \text{ кА.} \quad (4.44)$$

$$i_{уд}^{1,1} = \bar{2} \cdot I_{п,о}^{1,1} \cdot K_{уд} = \bar{2} \cdot 0,858 \cdot 1,8 = 2,184 \text{ кА.} \quad (4.45)$$

Для точек К2 и К3:

Так как расщепленная обмотка низкого напряжения данного трансформатора тоже соединена по схеме треугольник, то токи нулевой последовательности на ступени низкого напряжения протекать не будут. Следовательно, однофазное КЗ сводится к простому, токи которого, в данном случае, пренебрежительно малы, а ток  $K^{(1,1)}$  равен току двухфазного КЗ. Таким образом, для данной точки расчета подлежит только двухфазное короткое замыкание.

Вычисления сопротивления прямой и обратной последовательности:

$$\begin{aligned} x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} &= x_{*6,с} + x_{*6,кЛ} + x_{*6,тВ} + x_{*6,тН1} = \\ &= 0,4 + 0,001 + 0,487 + 4,878 \\ x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} &= 5,766. \end{aligned} \quad (4.46)$$

Определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,о}^2 = m^2 \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\bar{3}}{5,766 + 5,766} \cdot 54,9 = 8,245 \text{ кА.} \quad (4.47)$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot K_{уд} = \bar{2} \cdot 8,245 \cdot 1,8 = 20,988 \text{ кА.} \quad (4.48)$$

## 5 Подбор и расчет оборудования подстанции на стороне 220 кВ

– На стороне 220кВ

Компоновка подстанции подразумевает установку, и, соответственно, выбор, следующего оборудования:

- Высоковольтных выключателей на сторонах 220кВ
- Разъединителей на стороне 220кВ
- Трансформаторов тока на сторонах 220кВ

### 5.1 Подбор выключателей на стороне 220 кВ

Существующие выключатели воздушного типа ВВБ-220-12 планируется менять на элегазовые исполнения.

Согласно [2] выбираем силовой выключатель типа ВГТ-220-40/3150 У1 с элегазовой изоляцией [13].

Таблица – 5.1 Параметры выключателя ВГТ-220-40/3150 У1

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Собственное время отключения, с	0,035 ± 0,055
Время действия релейной защиты, с	0,01
Срок службы, лет	40

Ток нормального режима  $I_{ном}$ , А, рассчитываем по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{номГТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 340} \cdot 1,4 = 297,16 \text{ А.} \quad (5.1)$$

$W_k$  – тепловой импульс.

$$B_k = I_{n,0}^1 \cdot t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a = 7,105^2 \cdot 0,01 + 0,055 + 0,05$$

$$B_k = 5,805 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (5.2)$$

где  $t_{откл.в.}$  – время полное, за которое выключатель отключается

$$\tau = t_{p.z.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.} \quad (5.3)$$

где  $t_{с.в.}$  – собственное время срабатывания выключателя

где  $t_{p.z.}$  – время срабатывания релейной защиты

где  $t_{a,\tau}$  – апериодический ток

$$i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^1 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \bar{2} \cdot 7,105 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$= \bar{2} \cdot 7,105 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 4,085 \text{ кА.} \quad (5.4)$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны ВН классом 220кВ трансформаторной подстанции принимаем выключатель марки ВГТ-220-40/3150 с элегазовой изоляцией.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 220 кВ приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Проверка выключателя ВГТ-220-40/3150 У1

$U_{ном. сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 297,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 7,105 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 40 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 4,085 \text{ кА}$	$i_{\alpha,ном} = \bar{2} \beta_{нор} \cdot 0,01 \cdot I_{откл.ном.}$ $i_{\alpha,ном} = \bar{2} \cdot 40 \cdot 0,01 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\bar{2} \cdot I_{n,0}^1 + i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \cdot 7,105 + 4,085$ $\bar{2} \cdot I_{n,0}^1 + i_{\alpha,\tau} = 14,132 \text{ кА}$	$\bar{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) =$ $= \bar{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{n,0}^{(1)} = 7,105$	$I_{n,pc} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 10,778 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 85 \text{ кА}$
$B_k = 5,805 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель ВГТ-220-40/3150 У1. был проверен на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. На основании данной проверки можно сделать вывод о том, что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

## 5.2 Подбор разъединителей на стороне 220 кВ

– На стороне 220 кВ:

Таблица 5.3 – Выполнение проверки разъединителя РГ.2-220. III/2000 УХЛ1

$U_{\text{ном. сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 2200 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 297,16 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 7,105 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 4,085 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 5,805 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие разъединители поворотного типа РНДЗ-2-220/1000 У1 планируется произвести замену на более современный разъединитель с фарфоровой изоляцией

Выполнена проверка разъединителя РГ.2-220. III/2000 УХЛ1, в результате которой выявлено, что он удовлетворяет всем требованиям.

## 5.3 Подбор трансформаторов тока на стороне 220 кВ

На стороне 220 кВ:

$$I_{max} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 212,2 \text{ А.} \quad (5.5)$$

$t_T = 3\text{с}$  (время протекания тока термической стойкости трансформатора)

Из пункта 5.2 тепловой импульс.

$$B_k = 7.105 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По вычисленным данным выберем трансформатор ТОГФ-220 У1 (трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией).

Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.4 - Проверка трансформатора тока ТОГФ-220 У1.

$U_{\text{ном. сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 212,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 4,085 \text{кА}$	$i_{\text{д}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 7,105 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОГФ-220 У1 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока (таблица 5.5). В целях регистрации несимметрии фаз и оперативного на нее реагирования, а также обеспечения постов управления наиболее полной информацией, установим измерительные приборы в каждую из фаз трехфазной сети.

Таблица 5.5– Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
		0,07	0,07	0,07
Ваттметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07
Варметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07
Счетчик активной и реактивной мощности	СЕ 303	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		0,84	0,84	0,84

$S_{\text{приб}} = 0,84 \text{ ВА}$  – мощность приборов;

$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$  – сопротивление контактов;

$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$  – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом.} \quad (5.6)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,34 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом.} \quad (5.7)$$

Длину соединительных проводов с медными жилами постановим равной 50 м.

Произведем определение необходимого сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{1,07} = 0,82 \text{ мм}^2. \quad (5.9)$$

Выберем медный провод ПРП (с медными жилами, резиновой изоляцией, в металлическая оплеткой) сечением 2,5 мм.

#### **5.4 Подбор жёстких шин и изоляторов на стороне 220 кВ**

Сечение гибких шин для соединения элементов РУ на высокой стороне выберем по экономической плотности тока.

Найденное сечение проверим:

- По условиям нагрева при протекании длительно допустимого тока
- На термической стойкости при протекании сверхтоков КЗ
- На стойкость электродинамическую

Расчетные токи КЗ:

Проверим провод: 2хАС/300/39 с  $I_{\text{доп.}} = 1420$

1. Проверим провод на нагрев током длительного режима при  $t = -5^{\circ}\text{C}$ :

$$K_{cp} = 0,15 \cdot \overline{70^0 - (-5^0)} = 1,3. \quad (5.9)$$

$$I_{д"} = 1,3 \times 1420 = 1846 \text{ А}. \quad (5.10)$$

Проверим провод на нагрев током длительного режима при  $t = -25^0\text{C}$ :

$$K_{cp} = 0,15 \cdot \overline{70^0 - (-25^0)} = 1,01. \quad (5.11)$$

$$I_{д"} = 1,01 \times 1420 = 1434,2 \text{ А}. \quad (5.12)$$

2. Проверим провод на термическую стойкость при К.З.:

Минимальное термические устойчивое сечение провода по упрощенной формуле равна:

$$S_{min} = \frac{I_{кз}}{C} \times \overline{t \text{ ср. з.}}$$

$$S_{min} = \frac{7,105 \times 10^3}{91} \times \overline{0,01} = 7,807 \text{ мм}^2. \quad (5.13)$$

$C=91$  – термический коэффициент при номинальных условиях;

$t \text{ ср.з} = 0,01\text{с}$  – время срабатывания защиты.

Проверим провод по условиям короны

Самый большое значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см составит:

$$E_0 = 30,3 \times m \times (1 + 0,299 / \overline{r_0}) \text{ где, } r_0 \text{ – радиус провода, с}$$

$M$ -коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности  $m=0,82$ .

$$E_0 = 30,3 \times 0,82 \times (1 + 0,299 / \overline{1,2}) = 31,55 \text{ кВ/см}. \quad (5.14)$$

Напряженность электрического поля недалеко от поверхности провода:

$$E_0 = 0,354 \times U / (r_0 + \lg(D_{cp} / \overline{r_0})) \text{ кВ/см};$$

где  $D_{cp}$  – среднее геометрическое дистанция между проводами фаз, см

$$D_{cp} = 1,26 \times D,$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см

$$D_{cp} = 1,26 \times 400 = 504 \text{ см} \quad (5.15)$$

$$E_0 = 0,354 \times 121 / (1,2 + \lg(504 / \sqrt{1,2})) = 13,64 \text{ кВ/см}. \quad (5.16)$$

При горизонтальном местоположении проводов напряженность на среднем проводе приблизительно на 7% увеличивается. Корона вокруг проводов не возникает, если максимальная напряженность поля вокруг каждого из проводов не превышает значения  $0,9E_0$ . Таким образом, должно выполняться условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$14,59 \text{ кВ/см} < 28,39 \text{ кВ/см}$$

Вывод: выбираем 2хАС/300/39 с  $I_{доп.} = 1420 \text{ А}$ .

### **5.5 Подбор и расчет оборудования подстанции на стороне 330 кВ – на стороне 330кВ**

Компоновка подстанции подразумевает установку, и, соответственно, выбор, следующего оборудования:

- Высоковольтных выключателей на сторонах 330 кВ
- Разъединителей на стороне 330 кВ
- Трансформаторов тока на сторонах 330

### **5.6 Подбор выключателей на стороне 330кВ**

Существующие выключатели заменяем на элегазовое исполнения.

Согласно [2] выбираем силовой выключатель типа ЛТВ 420 Е2 с элегазовым исполнением [13].



Таблица – 5.6 Параметры выключателя ЛТВ 420 Е2

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	330
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	363
Номинальный ток, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	40
Собственное время отключения, с	0,018 ± 0,040
Время действия релейной защиты, с	0,01
Срок службы, лет	40

Ток нормального режима  $I_{норм}$ , А, рассчитываем по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{нормТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{240000}{\sqrt{3} \cdot 340} \cdot 1,4 = 570,55 \text{ А} \quad (5.17)$$

$B_k$  – тепловой импульс.

$$B_k = I_{n,0}^1 \cdot t_{р.з.} + t_{откл.в.} + T_a = 0,858^2 \cdot 0,01 + 0,040 + 0,05$$

$$B_k = 0,073 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (5.18)$$

где  $t_{откл.в.}$  – время полное, за которое выключатель отключается

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,018 = 0,019 \text{ с}. \quad (5.19)$$

где  $t_{с.в.}$  – собственное время срабатывания выключателя

где  $t_{р.з.}$  – время действия релейной защиты

где  $t_{a,\tau}$  – апериодический ток;

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,858 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$= \sqrt{2} \cdot 0,858 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 0,493 \text{ кА}. \quad (5.20)$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем элегазовый выключатель марки ЛТВ 420 Е2.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 330 кВ приведена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Проверка выключателя ВГТ-220-40/3150 У1

$U_{\text{ном. сети}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 570,55 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 40000 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 0,858 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 0,493 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{B_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 50 = 35,35 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,858 + 0,493$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 + i_{\alpha,\tau} = 1,706 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left( 1 + \frac{50}{100} \right) = 106 \text{ кА}$
$I_{n,0}^{(1)} = 0,858$	$I_{n,pc} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 10,778 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 130 \text{ кА}$
$B_k = 0,073 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель ЛТВ 420 Е2. был проверен на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. На основании данной проверки можно сделать вывод о том, что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

### 5.7 Подбор разъединителей на стороне 330 кВ

– На стороне 330 кВ:

Существующие разъединители планируется произвести замену на более современный разъединитель

Таблица 5.8 – Выполнение проверки разъединителя РГ.16(2) - 330.11/3150 УХЛ1.

$U_{\text{ном. сети}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 570,55 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 0,858 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 10,778 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 0,073 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выполнена проверка разъединителя РГ.16(2) -330.11/3150 УХЛ1, в результате которой выявлено, что он удовлетворяет всем требованиям.

### 5.8 Подбор трансформаторов тока на стороне 330 кВ

– На стороне 330 кВ:

$$I_{max} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{240000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 570,55 \text{ А.} \quad (5.21)$$

$t_T = 3 \text{ с}$  (время протекания тока термической стойкости трансформатора)

$$B_k = I_{n,0}^1 \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a =$$

$$= 0,858^2 \cdot 0,01 + 3 + 0,05 = 2,252 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (5.22)$$

По вычисленным данным выберем трансформатор ТГ-420 с элегазовой изоляцией производства фирмы «АВВ» (Швеция) Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам приведена в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Проверка трансформатора тока ТГ-420.

$U_{\text{ном. сети}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 570,55 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$i_{уд} = 0,858 \text{ кА}$	$i_d = 180 \text{ кА}$
$B_k = 2,252 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока TG-420 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

### 5.9 Подбор жестких шин и изоляторов на стороне 330 кВ

Сечение гибких шин для соединения элементов РУ на высокой стороне выберем по экономической плотности тока.

Найденное сечение проверим:

- По условиям нагрева при протекании длительно допустимого тока
- На термической стойкости при протекании сверхтоков К.З
- На стойкость электродинамическую

Расчетные токи КЗ:

Проверим провод: 2хАС/400/51 с  $I_{доп.} = 2040$  А

Обследуем провод на нагрев током продолжительного режима при  $t = - 5^{\circ}\text{C}$ :

$$K_{ср} = 0,15 \cdot \overline{70^{\circ} - (- 5^{\circ})} = 1,3 \quad (5.23)$$

$$I_{д"} = 1,3 \times 2040 = 2652 \text{ А} \quad (5.24)$$

Обследуем провод на нагрев током продолжительного режима при  $t = - 25: ^{\circ}\text{C}$

$$K_{ср} = 0,15 \cdot \overline{70^{\circ} - (- 25^{\circ})} = 1,01 \quad (5.25)$$

$$I_{д"} = 1,01 \times 2040 = 2060,4 \text{ А} \quad (5.26)$$

Проверим провод на термическую стойкость при к.з.:

Минимальное термические устойчивое сечение провода по упрощенной формуле равна:

$$S_{min} = \frac{I_{кз}}{C} \times \overline{t \text{ ср. з}}$$

$C=95$  – термический коэффициент при номинальных условиях;

$t_{ср.з} = 0,01с$  – время срабатывания защиты.

$$S_{min} = \frac{0,858 \times 10^3}{95} \times \overline{0,01} = 0,903 \text{ мм}^2. \quad (5.27)$$

Обследуем провод по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см составляет:

$$E_0 = 31 \times m \times (1 + 0,299 / \overline{r_0})$$

где,  $r_0$  – радиус провода, см

$M$ -коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности

$m=0,85$ .

$$E_0 = 31 \times 0,85 \times (1 + 0,299 / \overline{1,2}) = 31,54 \text{ кВ/см}. \quad (5.28)$$

Напряженность электрического поля рядом с поверхностью провода:

$$E_0 = 0,354 \times U / (r_0 + \lg(D_{ср} / \overline{r_0})) \text{ кВ/см}. \quad (5.29)$$

Где  $D_{ср}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см

$D_{ср} = 1,26 \times D$

Где  $D$  – дистанция между соседними фазами, см

$$D_{ср} = 1,26 \times 400 = 504 \text{ см}. \quad (5.30)$$

$$E_0 = 0,354 \times 121 / (1,2 + \lg(504 / \overline{1,2})) = 13,64 \text{ кВ/см}. \quad (5.31)$$

При расположении проводов горизонтально напряженность на среднем проводе будет где-то на 7% больше. Корона не возникнет при максимальной напряженности поля у поверхности всех проводов в пределах  $0,9E_0$ . Значит, должно выполняться условие:

$$1,07E \leq 0,9E0$$

$$14,59 \text{ кВ/см} < 28,39 \text{ кВ/см.}$$

Расстояние между фазами:

$$a = 5 \text{ м}$$

Длина пролета:

$$l_{\text{из}} = 0,5 \text{ м}$$

Коэффициент формы по [5, с.115]:

$$k_{\phi} = 1,0$$

Коэффициент расположения по [5, с. 115]

$$k_{\text{расп}} = 1,0$$

Коэффициент, определяемый в зависимости от условий крепления шины:

$$\lambda = 8$$

Момент сопротивления шины в поперечной плоскости:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,05 \cdot 0,006^2}{6} = 3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3. \quad (5.32)$$

Вывод: выбираем 2хАС/400/51 с  $I_{\text{доп.}} = 2040 \text{ А}$ .

– Выберем изоляторы:

Осуществим выбор опорного полимерного изолятора ШО-220 П-4УХЛ1 на трубной стойке  $H=4000 \text{ мм}$ .

Так как наиболее тяжелым является однофазное замыкание, нагрузка на изолятор составит:

$$F_{\text{расч}}^1 = \bar{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}} \cdot l_{\text{из}} =$$

$$= \bar{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10778^2}{5} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 4 = 16,09 \text{ Н.} \quad (5.34)$$

Значит, изолятор удовлетворяет условиям электродинамической стойкости, ибо:

$$\begin{aligned} F_{\text{расч}} &= 16,09 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = \\ &= 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 \cdot 2000 \cdot \frac{4}{1,073} = 2236,7 \text{ Н.} \end{aligned} \quad (5.34)$$

где:  $F_{\text{разр}} = 2000 \text{ Н}$  – нагрузка на изгиб разрушающая, которая взята была из каталога производителя;

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} = 4 + 0,05 + \frac{0,006}{2} = 0,203 \text{ м.} \quad (5.35)$$

## 6 Подбор оперативного тока

Проанализируем оборудование, применяемое в цепях управления. Ход анализа приведен в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Оборудование, питаемое оперативным током

Тип электрического механизма	Вид тока, напряжение питания, В	Потребляемая мощность, Вт
Двигатель взвода пружин выключателя	Пост. ток, 24-30-48-60-110-220	380
Катушка включения выключателя	Пост. ток, 24-30-48-60-110-220	50
Катушка отключения выключателя	Пост. ток, 24-30-48-60-110-220	60
Привод ПД-14 разъединителя	Пост. ток, 220	200,18
Привод ППрА-2000 выключателя	Пост. ток, 220	50,75

Так как управление системами связи, сигнализации, автоматики, а также разъединителями и выключателями осуществляется постоянным током, примем систему постоянного оперативного тока.

В следующем пункте определим расход энергии на нужды ПС и подберем трансформаторы для питания электрооборудования собственных нужд.



## 7 Собственные нужды подстанции

Для обеспечения нормального функционирования подстанции, необходимо обеспечить вспомогательное оборудование, которое на ней установлено, электроэнергией. Для этого, как правило применяются трансформаторы собственных нужд, или, в случае необходимости, дизельные генераторы малой мощности. Определим состав собственных нужд трансформаторной подстанции.

Таблица: 7.1 – Определение собственных нужд подстанции

№ п/п	Название потребителей	Совместная потребляемая мощность	
		P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт
1	Система охлаждения трансформаторов	3x2	6
3	Подогрев выключателей	2x2	4
4	Подогрев приводов разъединителей	0,7 x 8	5,6
5	Отопление, освещение КРУН	-	15
6	Освещение ОРУ 220 кВ	-	20
7	Зарядно-подзарядные агрегаты	2x25	50
Итого:			100,6

Согласно статистическим данным примем коэффициент мощности по подстанции равным 0,9, отсюда, полная мощность собственных нужд равна:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = \frac{100,6}{0,9} = 111,7 \text{ КВА.} \quad (7.1)$$

Так как на подстанции установлено четыре трансформатора собственных нужд, коэффициент загрузки каждого в нормальном рабочем режиме по условиям надежности должен быть не более 0,81. Определим расчетную активную мощность на один ТСН:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 111,7 \cdot 0,81 = 90,477 \text{ КВА.} \quad (7.2)$$

На основании вышеизложенных данных для обеспечения собственных нужд подстанции выберем два сухих трансформатора 2хТСН-100/10/0,4 кВ.

## 8 Вычисление заземления подстанции

Все электроустановки, а в частности, их части, не оказавшиеся под напряжением надлежащий заземляться. Для формирования заземления используем сложный заземлитель, который состоит из вертикальных заземлителей, а также продольных и поперечных относительно подстанции заземляющих полос, электрически объединяемых в единый контур.

Закладка данного контура в землю осуществляется при формировании фундамента будущей понизительной подстанции.

Расчет произведем в следующем порядке:

Сформируем схему предполагаемого заземлителя (рисунок 8.1)

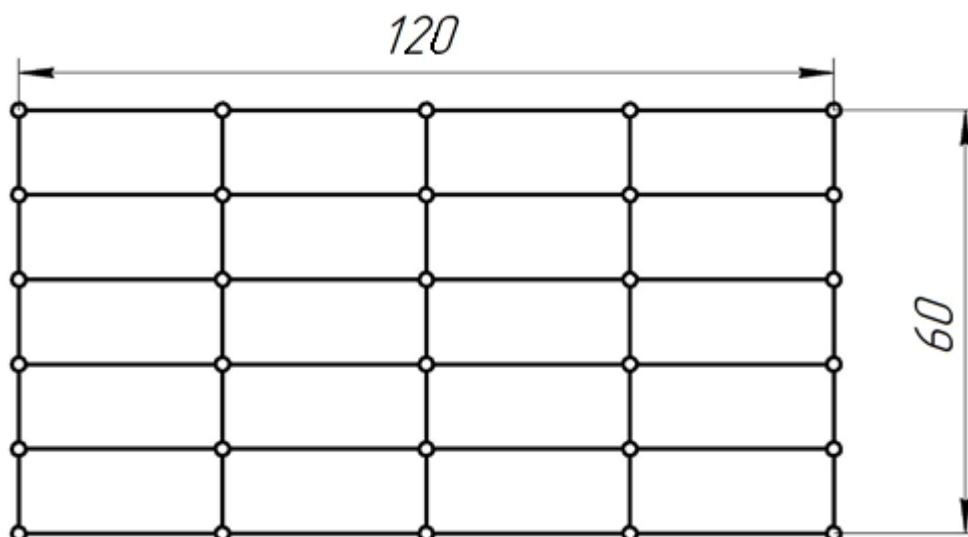


Рисунок 8.1 – Схема заземляющего устройства

– По [3, с. 97] находим возможное напряжение касания

$$U_{\text{пр.доп.}} = 500 \text{ В для } \tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,038 = 0,05 \text{ с}$$

где  $\tau$  – продолжительность воздействия.

Определяем разность потенциалов заземлителя:

$$U_z = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{п}}} = \frac{500}{0,195} = 2569.6 \text{ Ом.} \quad (8.1)$$

где  $k_{\text{п}}$  – коэффициент напряжения касания; для усложненных заземлителей находится по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_{\Gamma}}{a S}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,86}{\left(\frac{5 \cdot 498}{10 \cdot 120 \cdot 60}\right)^{0,45}} = 0,264. \quad (8.2)$$

где  $l_B = 5$  м – размер вертикального заземлителя, м;

$L_{\Gamma} = 498$  м – размер заземлителей по горизонтали, м;

$a = 10$  м – дистанция между вертикальными заземлителями, м;

$S = 1740$  м<sup>2</sup> – площадь заземляющего устройства, м<sup>2</sup>;

$M = 0,5$  – параметр, зависящий от  $\rho_1/\rho_2$ , в соответствии с [3, с.96]

$\beta$  – коэффициент сопротивления тела человека  $R_{\text{ч}}$  и растекания тока от ступней  $R_{\text{с}}$ :

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87. \quad (8.3)$$

Для расчетов принимается:  $R_{\text{ч}} = 1000$  Ом,  $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с.}}$ , где  $\rho_{\text{в.с.}}$  – сопротивление верхнего слоя земли удельное, Ом\*м.  $\rho_{\text{в.с.глины}} = 100$  Ом \* м

Поскольку  $U_3 = I_3 R_3$ , сопротивление заземляющего механизма должно быть, Ом:

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2569,6}{13200} = 0,195 \text{ Ом}. \quad (8.4)$$

где  $I_3$  – расчетный ток однофазного КЗ.  $I_3 = 0,942$  кА.

Определим общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \bar{S}} - 1 = \frac{498}{2 \cdot 7200} - 1 = 1,93 \text{ Ом}. \quad (8.5)$$

принимаем  $m = 5$ .

Длина полос в расчетной модели

$$L'_{\Gamma} = 2 \bar{S} m + 1 = 124 \text{ м}. \quad (8.6)$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{\overline{7200}}{5} = 16,9 \text{ м.} \quad (8.7)$$

В наибольшей степени разумное применение вертикального электрода получается, тогда, когда оно расположено по окружности заземляющего электрода. Количество вертикальных заземлителей при их местоположении по периметру:

$$n_B = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\overline{7200} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 67,8 \quad (8.8)$$

принимаем  $n_B = 68$

Совместный размер вертикальных заземлителей:

$$L_{B\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 68 = 340 \text{ м.} \quad (8.9)$$

Относящиеся глубина погружения вертикальных электродов:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{\overline{7200}} = 0,067 > 0,1. \quad (8.10)$$

тогда;

$$A = H_{\text{отн}} - 0,25 \frac{l_B + t}{\bar{S}} = 0,137 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{\overline{7200}} = 0,072. \quad (8.11)$$

Совместное сопротивление трудного заземлителя при погонном сопротивлении материала заземлителя (алюминиевая полоса) 27 Ом/м

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\bar{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,102 \frac{27}{\overline{7200}} + \frac{27}{498 + 5} = 0,086 \text{ Ом.} \quad (8.12)$$

что меньше  $R_{3,\text{доп}} = 0,195 \text{ Ом.}$

Найдем напряжение касания:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} I_3 R_3 = 0,195 \cdot 13200 \cdot 0,12 = 308,3 \text{ В.} \quad (8.13)$$

что меньше допустимого значения 500 В.

Следовательно, данная схема заземления способна обеспечить безопасность обслуживающего персонала и принимается к монтажу на подстанции.

Далее произведем расчет молниезащиты подстанции.

## 9 Молниезащита подстанции

Сооружение и постройки подстанций должны быть надлежащим образом защищены молниеотводами непосредственно от повреждений, вызванных ударами молнии.

Защитное устройство от прямого удара молнии (грозозащитный разрядник) представляет собой композицию, состоящую из разрядника, токового провода, заземляющего переключателя. Молниеприемник - часть устройства. Он предназначен для перехвата ударов молний. Коллектор (спуск) является частью разрядника и предназначен для пропуска тока молнии от разрядника до заземляющего терминала. Заземляющее устройство представляет собой проводящую часть или набор подключенных проводящих частей, которые находятся в электрическом контакте с землей либо непосредственно, либо через промежуточную проводящую среду.

Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда:

$$h_0 = 0,8 \cdot h; r_0 = 0,8 \cdot h$$

Высота электродов 1 и 2, установленных на трансформаторных порталах  $h_1 = h_2 = 18$  м. Высота защищаемых объектов  $h_x = 7$  м. Тогда:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{14,4 \cdot (14,4 - 7)}{14,4} = 7,4 \text{ м} \quad (9.1)$$

Для защиты прочих объектов подстанции применим молниеотводы СМ-20, высотой 20 м. Для участка ремонтной перемычки и разъединителей на стороне 220 кВ при высоте защищаемых объектов 7 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 7)}{16} = 9 \text{ м} \quad (9.2)$$

Для защиты зданий КРУН от прямых ударов молний применим один молниеотвод СМ-20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте КРУН 4,5 м.

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 4,5)}{16} = 11,5 \text{ м} \quad (9.3)$$



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе, модернизирована электрическая часть подстанции «Симферопольская» с напряжением 330кВ.

В результате выполнения работы определены ожидаемые электрические нагрузки, на которые должно быть рассчитано оборудование, установленное на подстанции. Мощность в часы максимальной загруженности составляет 182,2 МВА.

В ходе проектирования проведен технико-экономический расчет по выбору силовых трансформаторов АТДЦТНГ-125000/220/110, и двух трансформаторов большей мощности АТДЦТНГ-240000/330/220. На основе этих расчетов обоснован тот факт, что для обеспечения питания потребителей ПС «Симферопольская» можно использовать данные трансформаторы и нет необходимости переходить на более мощные агрегаты.

Определены токи симметричных и несимметричных коротких замыканий на основе расчета сопротивления схемы замещения для АТДЦТНГ-125000/220/110. В установившемся режиме ток короткого замыкания на стороне ВН составляет 0,942 кА, тогда как на пике переходного процесса – 18 кА. На стороне НН лидирует симметричное КЗ – периодическая составляющая равна 14,99 кА, ударный ток – 38,158 кА. Аналогичный расчет произведен для 2-х других трансформаторов АТДЦТНГ-240000/330/220. В установившемся режиме для них токи КЗ составляют 1,736 кА на стороне ВН, тогда как на пике переходного процесса – 5,345 кА. На стороне НН более мощным является симметричное КЗ – периодическая составляющая тока равна 9,521 кА, а ударный ток равен 49,692 кА.

Для обеспечения потребителей электроэнергией произведен ребрендинг следующего оборудования:

– на стороне 220кВ выбраны элегазовый выключатель марки ВГТ-220-40/3150 У1, разъединитель с фарфоровой изоляцией РГ.2-220. III/2000 УХЛ1, ТОГФ-220 У1 (трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией), опорные изоляторы ШО-220. II-4УХЛ1, а в качестве гибких шин предложено использовать сталеалюминевый провод 2хАС/300/39.

– на стороне 330 кВ, выбран элегазовый выключатель марки ЛТВ 420 Е2, разъединитель РГ.1б(2) - 330.11/3150 УХЛ1, трансформаторы тока ТГ-420 с элегазовой изоляцией, в качестве гибких шин выбран сталеалюминевый провод 2хАС/400/51.

На основе анализа потребления электроэнергии на собственные нужды подстанции выбран постоянный оперативный ток. Для обеспечения собственных нужд подстанции выбраны два сухих трансформатора типа ТСН-100/10/0,4 кВ.

На базе анализа компоновки подстанции рассчитано заземление. Крайним пунктом стал расчет молниезащиты. Для обеспечения защиты оборудования от прямых ударов молний предложено использовать два типа заземлителей:

– Мачты из оцинкованного металла длиной 5 метров в количестве 4 штук, закрепляемые на вершинах порталов в соответствии с планом.

– Отдельно стоящие молниеотводы СМ-20 высотой 20 м в количестве 5 штук.

Таким образом, поставленная цель достигнута, разработан проект модернизации электрической части подстанции. Все задачи, стоящие в техническом задании выполнены в полной мере.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Текст]: СТО 56947007-29.240.10.028-2009: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 №187 в ред. приказа ПАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136 : ввод. в действие с 13.04.2009. – [Б.м.] : [б.и.], 2009. - 96 с. : СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

2. ООО «ЭлектроСтрой» "Реконструкция ПС 330 кВ «Симферопольская» с заменой ячеек 220 кВ «Феодосия» "ОВ" "ШСВ" "Бахчисарай" на новое оборудование. Инв. № 001253." Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерного – технического обеспечения, перечень инженерно – технических мероприятий» [Электронный ресурс] // сайт. Крым. - 2014. – Режим доступа: <http://gip-krumenergo.crimea.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 28.01.2018).

3. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. Учебное пособие / В.П. Шеховцов. – М.: Форум, 2014. - 216 с.

4. Генеральный план муниципального образования Городской округ Симферополь Республики Крым [Текст]: разработан в соответствии с договором № 2316 от 16.08.2016.

5. Ефимов А. В. Проектирование электрической части подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» [Текст] / А.В. Ефимов– Ставрополь: АГРСУ, 2015. – 70 с.

6. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ® на 35, 110 и 220 кВ [Элек-тронный ресурс] : каталог . – Екатеринбург: Энергомаш, 2012. – 24 с. : ил. - Режим доступа : [http://www.uetm.ru/files/katalog\\_VGT-35,110,22.pdf](http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22.pdf), свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 25.02.2018).

7. Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях. - М.: Энергия, 2014. – 947 с.

8. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : учебник для среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова Л.К. Карнеева Т.В. Чиркова. – 9-е изд., испр. – Москва: Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

9. Сибикин Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - М.: Форум, Инфра-М, 2015. – 384 с

10. Правила. Методики. Инструкции. Выпуск 18. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Энергосервис, 2016. - 308 с.

11. Учебно-методическое пособие по курсовому проекту и дипломному проектированию / Под редакцией К.Г. Земляной, И.А. Павлова; Издательство Уральского университета, 2015. – 115 с.

12. Учебно-методическое пособие по выполнению выпускной квалификационной работе/ Под редакцией В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учебно-методическое пособие для студентов направления 13.03.02 / В.В. Вахнина О.В. Самолина А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2018. – 32 с.

13. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. - М.: ИАЦ Энергия, 2012. – 264 с.

14. ГОСТ 12.2.007.2-75. Трансформаторы силовые и реакторы электрические [Текст]. – Москва : Издательство стандартов, 2001. – 5 с.

15. Методические указания по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций. МУ 0632–2006. – М.: Энергия, 2014. – 717 с.
16. Руководство по составлению проекта производства работ для строительства подстанций. РД 34.04.122. – М.: Энергия, 2014. – 591 с.
17. Miele N. Substation/Enclosed Switchgear/PCC Fundamentals [Text] / N. Miele // LEED AP PACS Industries, 2015, 85 p. (дата обращения 29.04.2018).
18. Rojas-Renteria J Espinoza-Huerta T Tovar-Pacheco F Gonzalez-Perez J. Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System [Text] / J. Rojas-Renteria T. Espinoza-Huerta F. Tovar-Pacheco J. Gonzalez-Perez R. Lozano-Dorantes // Engineering Technology & Applied Science Research Vol. 6, No. 5, 2016, 1130-1132. (дата обращения 30.04.2018).
19. Bucci G Ciancetta F Fiorucci E Ometto A Survey about Classical and Innovative Definitions of the Power Quantities Under Nonsinusoidal Conditions [Text] / G. Bucci F. Ciancetta E. Fiorucci A. Ometto // International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston, 2017 (дата обращения 05.05.2018).
20. Boyd D. Mobile Substations. [Text] / D. Boyd, G. Rampaul // New York, 2015, 53 p. (дата обращения 09.05.2018).
21. Sharifian M.B Magnetic and Thermal Analysis of Current Transformer in Normal and Abnormal Conditions [Электронный ресурс]: Journal of Computer Science 4 / M.B. Sharifian and et al. – 2008. – p.327-332. – ISSN: 1549-3636. – Режим доступа: <http://thescipub.com/PDF/jcssp.2008.327.332.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения 10.05.2018).