

АННОТАЦИЯ

Предметом реконструкции в данной выпускной квалификационной работе представлена электрическая часть понизительной трансформаторной подстанции «Южная» 110/6 кВ, находящей в ведомости ПАО «МРСК Волги».

Целью работы стал пошаговый расчёт потребляемой приёмниками мощности, вычисление токов КЗ, проектирование новой, более современной системы релейной защиты, замена всех коммутационных приборов и выбор схем молниезащиты и заземления.

Пояснительная записка к ВКР выполнена на 55 листах формата А4 и имеет 9 рисунков, 15 таблиц. Вся графическая часть включает в себя 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

This graduation work deals with the reconstruction of the electrical part at the step-down substation "Yuzhnaya" 110/6 kV of "Interregional Distribution Grid Company of Volga" («IDGC of Volga») PJSC.

We touch upon the problem of substation scheme design, introduction of new technical solutions, calculation of power-system protection, replacement of equipment on the high and low voltage side, as well as the installation of the optimal version of the power transformer.

The graduation work describes in details the method of the substation reconstruction. After studying the current situation weaknesses will be revealed. We then analyze all consumers powered by the substation. According to the information about the category of reliability the required number of power transformers is considered. Further, a schedule of expected electrical loads is drawn up. As a result of all operations, the technical and economic calculation and selection of the transformer are made.

The special part of the project gives details about the calculation of the power elements involved in the transmission of electrical energy. For each electrical device certain parameters are calculated, which are compared with catalog data and, as a result, a conclusion is made about the suitability of this device. Much attention is given to finding the necessary information, analysis of equipment, the study of specialized literature necessary for the project development.

In conclusion we'd like to stress, that this graduation work is aimed at obtaining skills in developing such projects. Much information has been received and applied in practice. It allowed to install modern equipment at this substation, which meets all the requirements of reliability and safety in operation. These results comply with all modern energy requirements and are ready for implementation.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Описание объекта проектирования и формулирование основной задачи..	6
1.1 Оборудование подстанции.....	6
2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/6 «Южная».....	8
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	11
3.1 Техничко-экономический расчет трансформатора 2хТДН–16000/110/6 кВ	11
3.2 Техничко-экономический расчет трансформатора 2хТДН–25000/110/6 кВ	16
4 Выбор главной электрической схемы понизительной подстанции	21
5 Расчет токов короткого замыкания	22
5.1 Расчет симметричных токов КЗ	22
5.2 Расчет несимметричных токов КЗ	25
6 Выбор электрических аппаратов	28
6.1 Выбор высоковольтных выключателей	28
6.2 Выбор разъединителей.....	31
6.3 Выбор трансформатора тока	32
6.4 Выбор трансформатора напряжения	36
6.5 Выбор ограничителей перенапряжения	37
7 Выбор основных конструкторских решений подстанции	38
8 Релейная защита ПС «Южная»	39
9 Оперативный ток.....	43
10 Собственные нужды подстанции	44
11 Расчёт заземления подстанции.....	46
12 Молниезащита подстанции.....	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	53

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории всей России идёт тенденция на увеличение электропотребления. С каждым днём в домах появляются всё новые электроприёмники. Всё это приводит к необходимости выработки и доставки растущего объёма электроэнергии.

Понизительные подстанции играют огромную роль в энергосистеме и как и любое электрооборудование нуждается в своевременном ремонте, контроле работы и наладке. Сроки эксплуатации у каждой электроустановки разнятся, в связи с чем появляется необходимость своевременной замены оборудования.

Так же следует отметить, что прогресс не стоит на месте и это позволяет наблюдать новые электроустановки. Идёт общая модернизация всей системы электроснабжения с поэтапным внедрением цифровой технологии в устройства автоматической фиксации состояния на ПС, приборы снятия и передачи показаний приборов учёта, а также полным ходом идёт внедрение микропроцессорной РЗА.

Выпускная квалификационная работа направлена на реконструкцию ПС «Южная», находящейся в ведомости ПАО «МРСК Волги». Компания занимается массовым вводом электронной аппаратуры для дистанционного контроля всех процессов, происходящих непосредственно на подстанции.

1 Описание объекта проектирования и формулирование основной задачи

Объектом реконструкции в данной выпускной квалификационной работе является понизительная подстанция «Южная» 110/6 кВ. Расположение подстанции следующее: Российская Федерация, Самарская область, г. о. Тольятти, Центральный район, ул. Баныкина, 31 А. Подстанция находится под контролем Самарский распределительных сетей.

Ввод подстанции в эксплуатацию «Южная» 110/6 состоялся в 1977 году.

В данном районе климат шадящий, умеренно континентального типа. Диапазон температур от -25 °С, до +27 °С. Следовательно можем сделать вывод, что климатическое исполнение для данного места расположения – У.

Питание подстанции происходит по воздушным линиям от подстанций «Западная» и «Восточная», которые приходят на первый и второй силовые трансформаторы соответственно. Схема ОРУ 110 кВ выполнена по типу два блока с выключателями и выключателем в перемычке. На подстанции «Южная» напряжение низкой стороны 6 кВ. От обмоток низкого напряжения силовых трансформаторов запитаны первая и вторая секции шин низкого напряжения соответственно. На территории подстанции распределительное устройство низкого напряжения расположено в ЗРУ. На стороне 6 кВ предусмотрен автоматический ввод резерва.

Сервисное обслуживание ПС выполняется ремонтным персоналом филиала ПАО «МРСК Волги».

Все потребители, запитанные от данной подстанции, относятся ко второй и третьей категориям надёжности.

1.1 Оборудование подстанции

На подстанции «Южная» установлены два силовых трансформатора ТДН-16000/110/6-79У1, разъединители наружной установки РНДЗ-2-110/630

с двумя заземляющими ножами и РНДЗ-1б-110/630 с одним заземляющим ножом, многообъёмные масляные выключатели МКП-110М-1000/630-20У1, ограничители перенапряжения ОПН-П ЗЭУ 110/88/10/650 УХЛ-1 и ОПН-П ЗЭУ 6/8,2/10/650 У-1, а также заземлители наружной установки ЗОН-110-М.

2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/6 «Южная»

При расчёте электрических нагрузок подстанции применим годовой график активной нагрузки. Таблица 2.1 демонстрирует исходные данные по имеющемуся потребителю.

Таблица 2.1 – Исходные данные

№п.п	Наименование потребителя	Категория надёжности	Потребляемая мощность МВт	$\cos\varphi$	Тип линии	Напряжение кВ
1	Город	2	22	0,93	ВЛ	6

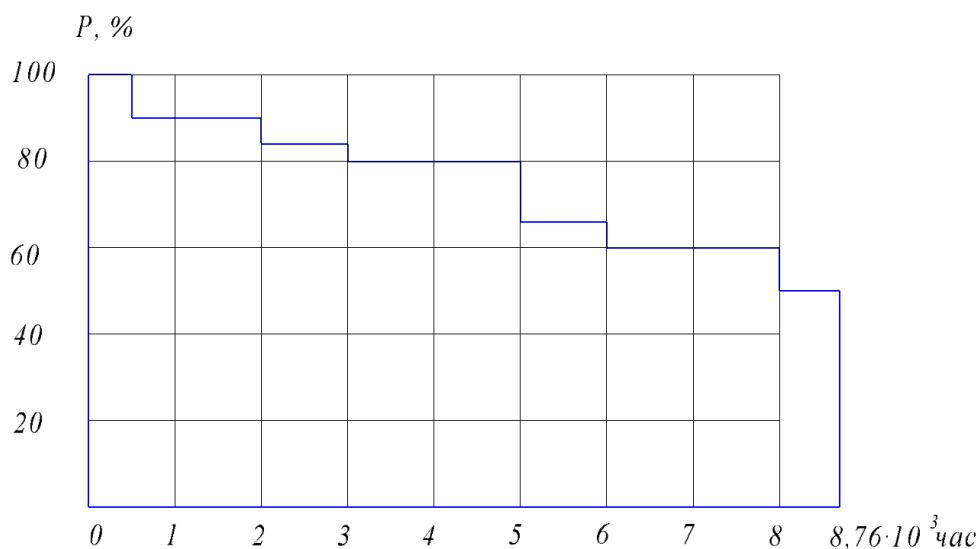


Рисунок 2.1 – Упрощенный график годовых нагрузок ПС

По данному графику осуществим перевод процентов в числовые значения, и определим полную мощность потребителя.

Найдём потребляемую мощность P_B в МВт:

$$P_{MBm} = P_{\%} \cdot \frac{P}{100} = 100 \cdot \frac{22}{100} = 22 \text{ МВт.}$$

Определим полную мощность потребителя:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{22}{0,93} = 23,66 \text{ МВА.}$$

Таблица 2.2 – Результат перевода показаний графика годовых нагрузок

$P_{\%}$	100	90	84	80	66	60	50
$P_{\text{МВт}}$	22	19,8	18,48	17,6	14,52	13,2	11
$S_{\text{МВА}}$	23,66	21,29	19,87	18,82	15,61	14,19	11,83

Далее необходимо составить график полной годовой нагрузки (Рисунок 2.2).

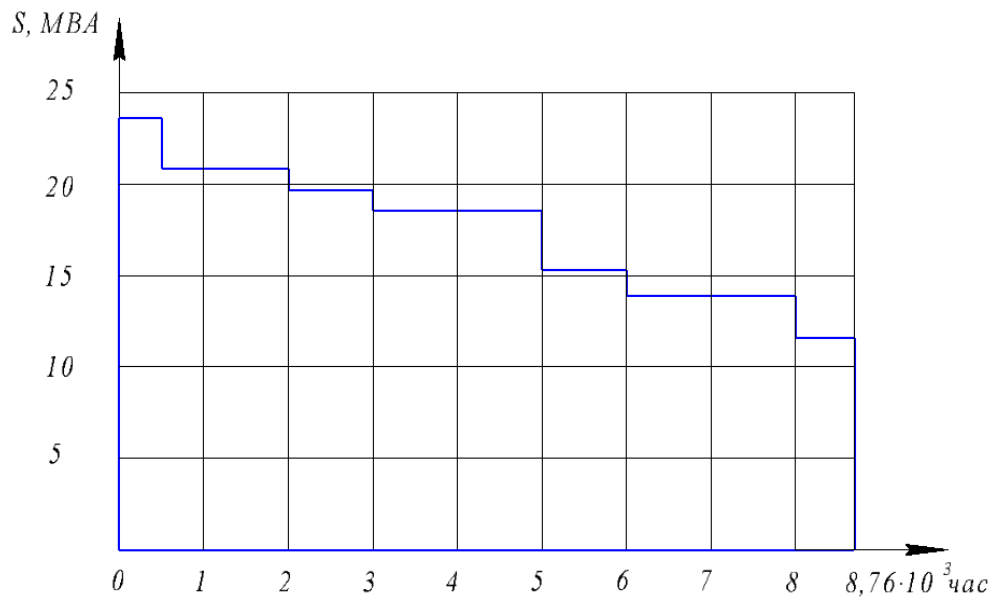


Рисунок 2.2 – Суммарный график годовых нагрузок

Определим всю потребляемую электроэнергию на ПС:

$$W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^k P_{\%} \cdot t. \quad (2.1)$$

$$W_{ПС} = \left(\begin{array}{l} 22 \cdot 500 + 19,8 \cdot 1500 + 18,48 \cdot 1000 + 17,6 \cdot 2000 + \\ + 14,52 \cdot 1000 + 13,2 \cdot 2000 + 11 \cdot 760 \end{array} \right) = 143660 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Рассчитаем величину длительности максимальной годовой нагрузки на ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{143660}{22} = 6530 \text{ ч.}$$

Рассчитаем коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6530}{8760} = 0,75.$$

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

При проведении выбора, используемого силового трансформатора, следует учитывать важность установки двух подобных электроустановок на ПС для возможности создания резервирования электроснабжения потребителя.

Отдельное внимание следует уделить рационализму при выборе трансформатора с наличием встроенных устройств РПН, или трансформатор с расщепленной обмоткой НН, в случае необходимости.

В двухтрансформаторных подстанциях, с учётом 40% допустимой аварийной перегрузки, номинальная мощность определяется по следующей формуле 3.1[2]:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС}. \quad (3.1)$$

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot 23,66 = 16,56 \text{ МВА}.$$

Следующим этапом будет технико-экономический расчёт трансформаторов ТДН16000/110/6-УХЛ1 и ТДН25000/110/6-УХЛ1, для выявления оптимального варианта.

Выбор трансформаторов производился по каталогу фирмы ООО «Тольяттинский трансформатор» [3].

3.1 Технико-экономический расчет трансформатора 2хТДН–16000/110/6 кВ

Из специализированной литературы [2] были выписаны данные, необходимые для дальнейшего расчёта, и занесены в соответствующую таблицу, представленную ниже.

Таблица 3.1 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{нВН}$, кВ	$U_{нНН}$, кВ	$U_{к,ВН-НН}$, %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	i_{xx} , %
ТДН	16	115	6,6	10,5	79,5	13	0,3

Произведем расчет потерь реактивной мощности в трансформаторе по следующей формуле:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ квар.}$$

Где:

Q_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х., квар;

$i_{xx}(\%)$ – ток холостого тока трансформатора, %;

$S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА [2].

Следующим шагом найдём приведенные потери активной мощности трансформатора при работе в режиме холостого хода по следующей формуле:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x = 13 + 0,05 \cdot 48 = 15,4 \text{ кВт.}$$

Где:

k_{III} – является коэффициентом изменения потерь, варьирующемся в диапазоне 0,02 ... 0,2 кВт/квар[2].

Следующим шагом произведём расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора:

$$k_s = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{16560}{16000} = 1,035.$$

Произведем расчет потерь реактивной мощности КЗ в трансформаторе по следующей формуле:

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар.}$$

Следующим шагом найдём приведенные потери активной мощности КЗ между обмотками по следующей формуле:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{III} \cdot Q_k = 79,5 + 0,05 \cdot 1680 = 163,5 \text{ кВт.}$$

Определим приведенные потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k \quad (3.2)$$

$$P'_T = 15,4 + 1,035^2 \cdot 163,5 = 190,55 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии в обмотка найдём по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k,vi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{k,г} \cdot k_{3,vi}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \quad (3.3)$$

Где:

i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на S_i ступени [2].

Результаты всех расчётов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН 16000/110/6-УХЛ1

i	S_{Bi} , МВА	n_i	T_i , ч	$k^2_{ЗВ}$	ΔW_{xi} , кВт·ч	$\Delta W_{к.в}$, кВт·ч
1	23,66	2	500	1,48	15400	89532,6
2	21,29	2	1500	1,33	46200	216911,36
3	19,87	2	1000	1,24	30800	125698,8
4	18,82	2	2000	1,18	61600	227657,4
5	15,61	2	1000	0,98	30800	78512,7
6	14,19	2	2000	0,89	61600	129508,35
7	11,83	2	760	0,74	23408	34022,39
Σ					269808	901843,6
$\Delta W_{ПС} = 1171651,6$						

Далее следует рассчитать экономическую нагрузку трансформатора с целью определения возможности отключения одного из силовых трансформаторов, при небольшой нагрузке, с целью уменьшения потерь, по выражению:

$$S_{\Delta.ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_{к.в}}} \quad (3.4)$$

$$S_{\Delta.ПС} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{15,4}{163,5}} = 6,94 \text{ МВА.}$$

Конечное количество одновременно работающих трансформаторов будет определяться исходя из следующих условий:

если $S_{ei} > S_{\Delta.ПС}$, то работать будут два трансформатора и $n_i = 2$;

если $S_{ei} < S_{\Delta.ПС}$, то работать будет один трансформатор и $n_i = 1$.

Последним этапом будет расчет экономического фактора для трансформаторов ТДН–16000/110/6.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии составит:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$\alpha=270$ – ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;
 $\beta=0,9$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии.

Годовые потери электроэнергии на ПС:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1171651,6 \cdot 0,94 = 1101352,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$K = 24000000 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 24000000 = 2256000 \text{ руб.}$$

$p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт;

Итоговые затраты найдём по следующей формуле:

$$\begin{aligned} Z_{\text{нр1}} &= E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\text{о}} = 0,15 \cdot 24000000 + \\ &+ 1101352,5 + 2256000 = 6957352,5 \text{ руб.} \end{aligned}$$

E_n – нормативный коэффициент дисконтирования.

3.2 Технико-экономический расчет трансформатора 2хТДН–25000/110/6 кВ

Из специализированной литературы [2] были выписаны данные, необходимые для дальнейшего расчёта, и занесены в соответствующую таблицу, представленную ниже.

Таблица 3.3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{ном.}$ МВА	$U_{нВН},$ кВ	$U_{нНН},$ кВ	$U_{к,ВН-НН},$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$i_{xx},$ %
ТДН	25	115	6,6	10,5	120	17	0,23

Произведем расчет потерь реактивной мощности в трансформаторе по следующей формуле:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар.}$$

Где:

Q_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х., квар;

$i_{xx}(\%)$ – ток холостого тока трансформатора, %;

$S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА[2].

Следующим шагом найдём приведенные потери активной мощности трансформатора при работе в режиме холостого хода по следующей формуле:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x = 17 + 0,05 \cdot 57,5 = 19,88 \text{ кВт.}$$

Где:

k_{III} – является коэффициентом изменения потерь, варьирующемся в диапазоне 0,02 ... 0.2 кВт/квар [2].

Следующим шагом произведём расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{16560}{25000} = 0,66.$$

Произведем расчет потерь реактивной мощности КЗ в трансформаторе по следующей формуле:

$$Q_{\kappa} = \frac{u_{\kappa}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ квар.}$$

Следующим шагом найдём приведенные потери активной мощности КЗ между обмотками по следующей формуле:

$$P'_{\kappa} = \Delta P_{\kappa} + k_{III} \cdot Q_{\kappa} = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ кВт.}$$

Определим приведенные потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_{\kappa} \tag{3.5}$$

$$P'_T = 19,88 + 0,66^2 \cdot 251,25 = 129,32 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии в обмотка найдём по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k,vi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{k,\epsilon} \cdot k_{3,vi}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \tag{3.6}$$

Где:

i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на S_i ступени [2].

Результаты всех расчётов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН 25000/110/6-УХЛ1

i	S_{Bi} , МВА	n_i	T_i , ч	$\kappa^2_{ЭВ}$	ΔW_{xi} , кВт·ч	$\Delta W_{к.в}$, кВт·ч
1	23,66	2	500	0,95	19880	56688,28
2	21,29	2	1500	0,85	59640	136146,09
3	19,87	2	1000	0,79	39760	78402,56
4	18,82	2	2000	0,75	79520	141328,13
5	15,61	2	1000	0,62	39760	48290,25
6	14,19	2	2000	0,57	79520	81631,13
7	11,83	2	760	0,47	30217,6	21090,43
Σ					348297,6	563576,87
$\Delta W_{ПС} = 911874,47$						

Далее следует рассчитать экономическую нагрузку трансформатора с целью определения возможности отключения одного из силовых трансформаторов, при небольшой нагрузке, с целью уменьшения потерь, по выражению:

$$S_{Э.ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P_{к.в}}} \quad (3.7)$$

$$S_{Э.ПС} = 25 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{19,88}{251,25}} = 9,95 \text{ МВА.}$$

Конечное количество одновременно работающих трансформаторов будет определяться исходя из следующих условий:

если $S_{ei} > S_{\text{Э.ПС}}$, то работать будут два трансформатора и $n_i = 2$;

если $S_{ei} < S_{\text{Э.ПС}}$, то работать будет один трансформатор и $n_i = 1$.

Последним этапом будет расчет экономического фактора для трансформаторов ТДН–25000/110/6.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии составит:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$\alpha=270$ – ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta=0,9$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии.

Годовые потери электроэнергии на ПС:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 911874,47 \cdot 0,94 = 857162 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$K = 28000000 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 28000000 = 2632000 \text{ руб.}$$

$p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт;

Итоговые затраты найдём по следующей формуле:

$$Z_{\text{пр2}} = E_n \cdot K + I_{\text{Э}} + I_O = 0,15 \cdot 28000000 + 857162 + 2632000 = 7689162 \text{ руб.}$$

E_n – нормативный коэффициент дисконтирования.

$$Z_{np1} > Z_{np2}$$

$$6957352,5 \text{ руб.} < 7689162 \text{ руб.}$$

Итогами расчёта станет наглядная демонстрация экономической выгоды и целесообразности использования на данной ПС силового трансформатора ТДН–16000/110/6-УХЛ1.

4 Выбор главной электрической схемы понизительной подстанции

Основываясь на специализированной литературе [4] для ПС «Южная», являющейся подстанцией конечного типа и питающейся от двух приходящих линий с подстанций «Западная» и «Восточная», выбирается схема по типу «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

Данная схема является оптимальным выбором с учётом надёжности, проведения ремонтных работ и экономичности.

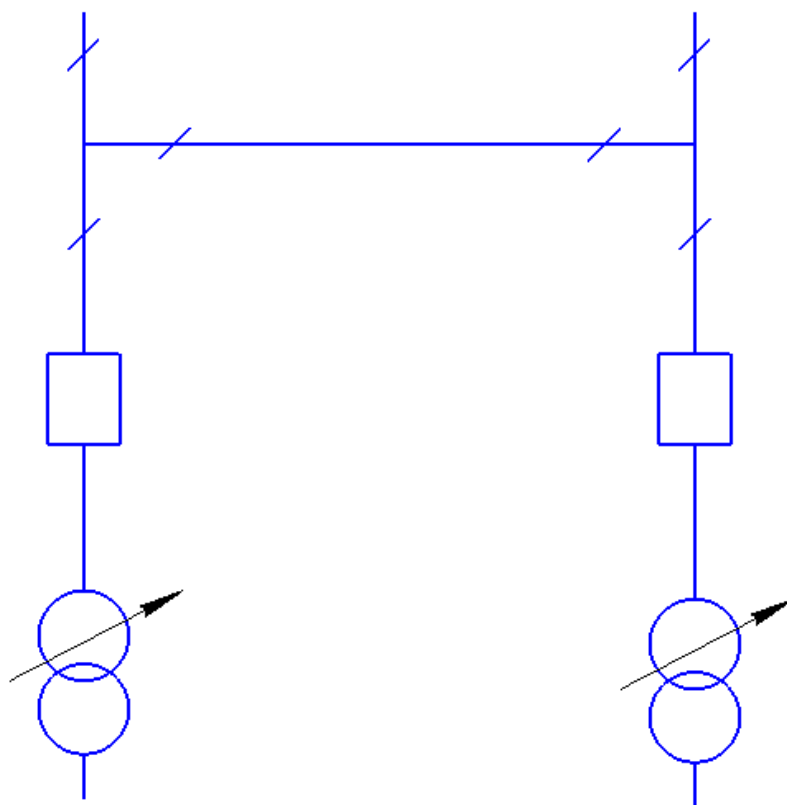


Рисунок 4.1 – Условное изображение схемы подстанции типа 110–4Н

5 Расчет токов короткого замыкания

Необходимым этапом при выборе электрооборудования, коммутационных аппаратов и т. д. является расчёт токов КЗ. В этот расчёт также входит нахождение ударных токов, которые делятся на симметричные и несимметричные. Расчёт будет производиться в базисных единицах [5].

Низкая сторона напряжения трансформатора ТДН 16000/110/6-УХЛ1 соединена по схеме треугольник. Это означает, что токов нулевой последовательности на стороне низкого напряжения не будет.

5.1 Расчет симметричных токов КЗ

Для начала необходимо составить расчётную схему, затем её схему замещения.

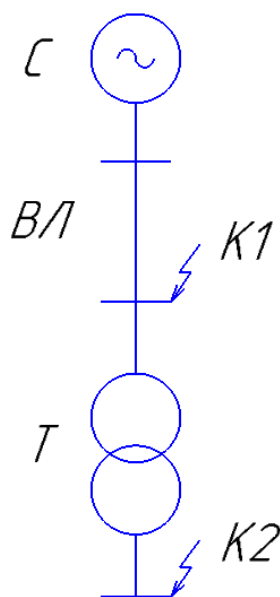


Рисунок 5.1 –Расчётная схема

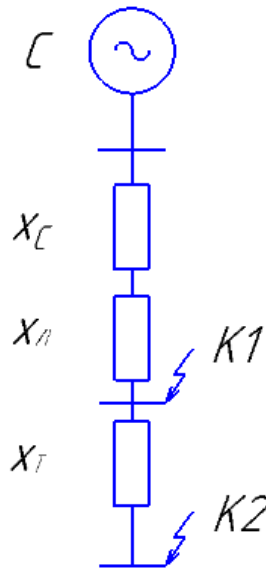


Рисунок 5.2 – Схема замещения

При расчёте примем значения сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{*б,c}$ =1,0 и базисной мощности $S_{\bar{o}}=1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Произведём пошаговый расчёт сопротивлений системы.

Для системы:

$$x_{\bar{o},c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} = \frac{1000}{2200} = 0,45.$$

Для трансформатора:

$$x_{\bar{o},T} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.T}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Для линии:

$$x_{\bar{o},Л} = x_{уд} \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.н}^2} = 0,4 \cdot \frac{2}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,03.$$

Где:

$x_{y0} = 0,4 \text{ Ом / км}$ – удельное сопротивление линии.

Далее расчет симметричных токов к.з.:

Вычислим базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Определим результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{1\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} = 0,45 + 0,03 = 0,48.$$

Найдём начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{1\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,48} \cdot 5,02 = 10,46 \text{ кА.}$$

Найдём рассчитаем ударный ток к.з.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 10,46 \cdot 1,8 = 26,63 \text{ кА.}$$

Где $k_{y0} = 1,8$ – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [3, с. 33].

Аналогичным образом найдём результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{2\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} + x_{\sigma.T} = 0,45 + 0,03 + 6,56 = 7,04.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,48 \text{ кА.}$$

Найдём начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{2\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{7,04} \cdot 87,48 = 12,43 \text{ кА.}$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,43 \cdot 1,8 = 31,64 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Для начала требуется составить схемы замещения прямой и обратной последовательностей.

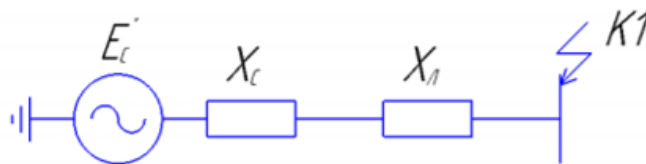


Рисунок 5.3 – Схема замещения прямой последовательности для точки К1

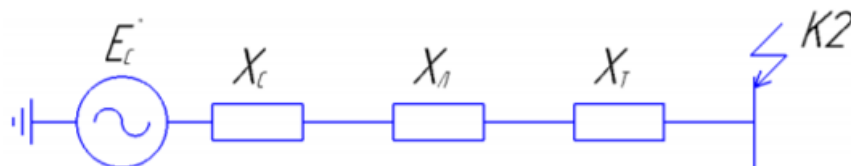


Рисунок 5.4 – Схема замещения прямой последовательности для точки К2

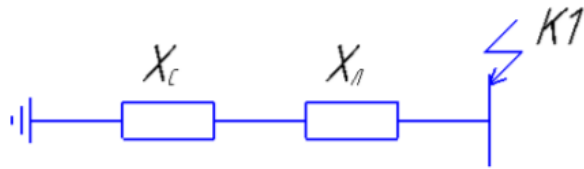


Рисунок 5.5 – Схема замещения обратной последовательности для точки К1

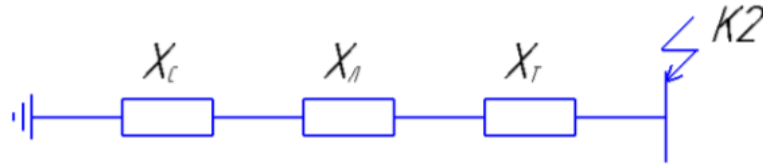


Рисунок 5.6 – Схема замещения обратной последовательности для точки К2

Найдем результирующее сопротивление до точки К1 в схеме замещения прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} = 0,45 + 0,03 = 0,48.$$

Найдём добавочное сопротивление:

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{1\Sigma} = 0,48.$$

Найдем ток двухфазного тока К3:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(2)}} \cdot I_{\sigma}. \quad (5.1)$$

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,48 + 0,48} \cdot 5,02 = 9,06 \text{ кА}.$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,06 \cdot 1,8 = 23,06 \text{ кА}.$$

Найдем результирующее сопротивление до точки К2 в схеме замещения прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} + x_{\sigma.T} = 0,45 + 0,03 + 6,56 = 7,04.$$

Найдём добавочное сопротивление:

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{1\Sigma} = 7,04.$$

Найдем ток двухфазного тока КЗ:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(2)}} \cdot I_{\sigma}. \quad (5.2)$$

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7,04 + 7,04} \cdot 87,48 = 6,21 \text{ кА}.$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,21 \cdot 1,8 = 15,81 \text{ кА}.$$

Результаты расчётов токов КЗ позволяют нам далее приступить к выбору электрических аппаратов для подстанции.

6 Выбор электрических аппаратов

На данную подстанцию предстоит выбрать ряд электроустановок. Каждый электроаппарат должен пройти проверку по нескольким параметрам. Расчётные величины будут сравниваться с каталожными данными по каждой электроустановке. При допустимости всех параметров данный электроаппарат будет выбран как подходящий.

Для стороны низкого напряжения, в конкретном случае 6 кВ, предусматривается установка ячеек КРУ СЭЩ 70-10 кВ, производителем которой является «Электрощит» города Самара. [5].

6.1 Выбор высоковольтных выключателей

Силовой выключатель играет ключевую роль в отключении участков сети при возникновении аварийных режимов.

В настоящее время на подстанции, на стороне высокого напряжения, установлены многообъемные масляные выключатели МКП-110М-1000/630-20У1. Данный тип выключателей является самым распространённым, но имеет ряд существенных недостатков, поэтому при реконструкции на ПС «Южная» будут устанавливаться более перспективные элегазовые или вакуумные выключатели.

Для стороны высокого напряжения (110 кВ):

Найдём значение расчетных токов продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 112,46 \text{ А.}$$

Определим значение термической стойкости при возникновении КЗ:

$$B_k = I_{n.o}^{(3)2} \cdot t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a \cdot \quad (6.1)$$

$$B_k = 10,46^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 20,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

$t_{откл.}$ – время полного отключения тока КЗ;

$t_{p.z.}$ – время для срабатывания релейной защиты»[3].

Найдём максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,46 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 9,75 \text{ кА.}$$

Полученные данные занесём в таблицу и сравним с каталожными.

Таблица 6.1 – Проверка выключателя ВГТ-110-40/2500У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном. сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112,46 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(3)} = 10,46 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 9,75 \text{ кА}$	$i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл.н}$ $i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 10,46 + 9,75 = 24,54 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{n,o}^{(3)} = 10,46 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(3)} = 26,63 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 20,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель типа ВГТ-110-40/2500У1 удовлетворяет всем

необходимым требованиям.

Для стороны низкого напряжения (6 кВ):

На стороне 6 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 [5]. В состав данного КРУ входят выключатели ВВУ-6, ВВМ – 6, ВВЕ - 6. Произведем проверку выключателя ВВУ-СЭЩ-6-20/2000 установленного в ячейку КРУ.

Найдём значение расчетных токов продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки по формуле (6.1):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} \cdot 1,4 = 1959,49 \text{ А.}$$

Определим значение термической стойкости при возникновении КЗ по формуле (6.2):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(3)2} \cdot t_{\text{п.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a \quad (6.2)$$

$$B_k = 12,43^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014) = 14,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. определяется по формуле (6.3):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,43 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,014}} = 2,95 \text{ кА.}$$

Таблица 6.4 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/2000УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1959,49 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{н,о}}^{(3)} = 12,43 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 20 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 6.4

$i_{a,\tau}=2,95 \text{ кА}$	$i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл.н}$ $i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01) \cdot 20 = 5,66 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н.о}^3 + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,43 + 2,95 = 20,53 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{н.о}^{(3)}=12,43 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(3)}=31,64 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$
$B_k=14,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель типа ВВУ-СЭЦ-П9-6-20/2000УХЛ1 удовлетворяет всем необходимым требованиям.

6.2 Выбор разъединителей

«Выбор разъединителей осуществляется по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- 2) номинальному току – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- 3) электродинамической стойкости – $I_{н.о} \leq I_{пр.с}, i_{уд.} \leq i_{пр.с}$;
- 4) термической стойкости – $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$;
- 5) конструкции, роду установки» [3].

Сторона высокого напряжения (110 кВ):

Для стороны 110 кВ будем выбирать с горизонтально-поворотным механизмом размыкания, в силу простоты и надёжности данной конструкции.

Начнём проверку по условиям выбора с разъединителя наружной установки РГП-СЭЩ-1-110/1250.

Таблица 6.5 –Проверка разъединителя РГП-СЭЩ-1-110/1250

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 112,46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{н.д}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{н.о}}^{(3)} = 10,46 \text{ кА}$	$I_{\text{пр,с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^{(3)} \leq I_{\text{пр,с}}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 26,63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр,с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}^{(3)} \leq i_{\text{пр,с}}$
$B_{\text{к}} = 20,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_T$

По результатам анализа можно сделать вывод, что разъединитель РГП-СЭЩ-1-110/1250 полностью подходит для использования в условиях нашей подстанции.

6.3 Выбор трансформатора тока

Выбор трансформаторов тока является важным этапом в выборе оборудования. Они позволяют определить дальнейшее низковольтное оборудование, такое как реле, приборы учёта и т.д.

Выбор трансформаторов тока будет осуществляться, следуя необходимым указаниям «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [8].

Выбор трансформатора тока на стороне высокого напряжения (110 кВ):

Определим расчетные токи по следующему выражению:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,46 \text{ А.}$$

«Определим термическую стойкость при КЗ:

$$B_k = I_{n.o}^{(3)2} \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a. \quad (6.3)$$

$$B_k = 12,43^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,05) = 472,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Где:

t_T – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

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

T_a – среднее значение» [3].

По каталогу [9] выберем трансформатор тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1.

Результаты проверки трансформатора тока приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Проверка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 112,46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 31,64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 472,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 64^2 \cdot 3 = 12288 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Делаем вывод, что трансформатор тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 полностью подходит для использования на данной подстанции.

Таблица 6.7 – Вся вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА на фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
		0,6	0,6	0,6
ИТОГО		0,6	0,6	0,6

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующей формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_k - Z_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,024 = 1,076 \text{ Ом.}$$

Где:

$S_{\text{приб}}$ – мощность прибора, ВА;

I_2 – вторичный ток трансформатора тока, А.

Z_k – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки» [3].

Исходя из [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 60 м. Далее рассчитаем необходимое сечения для проводников по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{Z_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{1,076} = 1,13 \text{ мм}^2.$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм² (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

Выбор трансформатора тока на стороне низкого напряжения (6 кВ):

Вычислим расчетные токи по следующему выражению (6.4):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1466,3 \text{ А.}$$

«Вычислим термическую стойкость при КЗ по выражению (6.5):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(3)2} \cdot t_{\text{п.з.}} + t_T + T_a. \quad (6.4)$$

$$B_k = 10,46^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,14) = 125,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

t_T – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

$t_{р.з.}$ – время для срабатывания релейной защиты

T_a – среднее значение» [3].

По данным полученных расчетным путем, по каталогу [6] выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ–10–1500/5 У2.

Результаты проверки трансформатора тока приведены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ–10–1500/5

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1466,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 31,63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 125,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Делаем вывод, что трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ–10–1500/5 полностью подходит для использования на данной подстанции.

Таблица 6.9– Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной энергии	Меркурий 236 ART-02	0,1	0,1	0,1
Счетчик реактивной энергии				
Итого		2,1	2,1	2,1

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующим формулам (6.6. – 6.7.):

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_k - Z_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Где:

$S_{\text{приб}}$ – мощность прибора, ВА;

I_2 – вторичный ток трансформатора тока, А.

Z_k – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки» [3].

Исходя из [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 60 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{1,016} = 1,13 \text{ мм}^2.$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм² (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

6.4 Выбор трансформатора напряжения

Установка трансформатора напряжения на сторону высокого напряжения производиться не будет в связи с нецелесообразностью его применения. В целях экономии средств был предусмотрен фактор контроля

стороны высокого напряжения смежными подстанциями «Восточная» и «Западная».

Для стороны низкого напряжения в используемых шкафах КРУ-СЭЩ - 70-10 [5] предусмотрена эксплуатация трансформаторов напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10. Далее выполнил проверку для обеспечения надёжной работы.

Таблица 6.10– Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-100	1	5
Вольтметр (на каждую фазу)	СВ 3021-100	1	7,5
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	Ср 3020-5	1	5
Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии	Меркурий 236 ART-02	5	25
Итого	-	-	47,5

6.5 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН – ограничитель перенапряжения. Данное устройство является быстродействующим и служит защитным элементом как от внешних, так и от внутренних перенапряжений в пределах подстанции.

Обуславливаясь [10] делаем следующий выбор: для стороны высокого напряжения – ОПН–РК–110/126–10–760–УХЛ1, для стороны низкого напряжения – ОПН–РВ–10/12,6–5–250–УХЛ1.

7 Выбор основных конструкторских решений подстанции

По результатам проектирования для данной подстанции остановились на типовой схеме 110-4Н. Этот вариант является наиболее надёжным и экономичным исходя из категории надёжности потребителей.

На стороне 6 кВ были установлены ячейки КРУ-СЭЩ закрытого исполнения. Использование данных ячеек позволило сократить расходы и упростить выбор оборудования в пользу оборудования, предполагаемого в комплекте заводом-изготовителем. Так же выбранное оборудование обеспечивает высокие показатели надёжности, долговечности и безопасности для обслуживающего персонала.

При проектировании данной подстанции были приняты такие конструкторские решения, как установка высокочастотного заградителя в разрыв фазного провода ЛЭП для таких целей как:

1. Предотвращения явления потерь ВЧ сигнала на подстанции
2. Блокировка ВЧ сигналов от сторонних объектов
3. Поддержания заданных параметров ВЧ сигнала линий

Установка высокочастотного заградителя производилась на специальном конденсаторе связи.

8 Релейная защита ПС «Южная»

В настоящее время повсеместно происходит ввод электронных технологий, позволяющих в реальном времени отслеживать процессы, происходящие на подстанции. Данная аппаратура отвечает нынешним запросам качества, скорости срабатывания и безотказности в эксплуатации.

Исходя из поставленной задачи по модернизации и осовремениванию технологий на подстанции был выбран блок микропроцессорной релейной защиты по типу БМРЗ. Такой блок может включать в себя такие функции как ТО, МТЗ, ДЗТ, ГЗ и т.д.

Выполним расчёт уставок данного вида защиты. На установленном трансформаторе ТДН-16000/110/6 присутствует система РПН с количеством ступеней регулирования 19 и шагом регулирования 1,78%.

Определим напряжение на обмотке 110 кВ в крайних положениях:

$$U_{мин}^{ВН} = U_{ср.ном}^{ВН} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 96,6 \text{ кВ}$$

$$U_{макс}^{ВН} = U_{ср.ном}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 133,4 \text{ кВ}$$

Исходя из [17] при максимальном верхнем положении максимальное напряжение необходимо взять равным 126 кВ.

Далее найдём сопротивление трансформатора, при тех же позициях РПН:

$$X_{Т.мин} = \frac{u_{к.мин}}{100} \cdot \frac{U_{мин}^{ВН2}}{S_{ном.Т}} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{96,6^2}{16} = 57,1 \text{ Ом}$$

$$X_{Т.макс} = \frac{u_{к.макс}}{100} \cdot \frac{U_{макс}^{ВН2}}{S_{ном.Т}} = \frac{11,71}{100} \cdot \frac{126^2}{16} = 116,1 \text{ Ом}$$

Определим номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{ном}}^{BH} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{BH}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 80 \text{ A}$$

При условии отстройки от БТН уставку для ТО найдём следующим образом:

$$I_{\text{с.з.}}^I = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном}}^{BH} = 4 \cdot 80 = 320 \text{ A}$$

Далее произведем расчет тока КЗ, образовавшегося на низкой стороне, через трансформатор тока на стороне высокого напряжения:

$$I_{\text{К.З.внеш}} = \frac{U_{\text{ном}}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{с.макс}} + X_{\text{Т.мин}}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,34 + 57,1} = 1078,9 \text{ A}$$

Необходимо соблюсти условие отстройки:

$$I_{\text{с.з.}}^I = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{К.З.внеш}} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1078,9 = 1553,6 \text{ A}$$

Из полученных значений тока уставки выбирается наибольшее и принимается для использования в качестве тока уставки ТО.

Приступим к расчёту уставок МТЗ. Необходимо определить ток срабатывания данного вида защиты:

$$I_{\text{с.з.}}^{II} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80 = 140 \text{ A}$$

Далее произведем расчет тока КЗ, образовавшегося на низкой стороне,

через трансформатор тока на стороне высокого напряжения:

$$I_{K.3.мин}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{с.минс} + X_{Т.макс}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,45 + 116} = 542,2 \text{ A}$$

Исходя из [16], коэффициент чувствительности должен быть более 1,5. Чтобы определить данный коэффициент необходимо найти значение тока в обмотке реле при металлического КЗ на две фазы:

$$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K.3.мин}^{(3)}}{n_T} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{542,2}{30} = 15,7 \text{ A}$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{с.з.}} = \frac{15,7 \cdot 30}{140} = 3,4 > 1,5$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет необходимому условию. Также следует отметить, что степень селективности на данном блоке микропроцессорной защиты равна 0,3с.

Определим уставки защиты от перегруза. Необходимо найти ток срабатывания защиты, учитывая возврат реле в номинальном режиме работы трансформатора:

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 80 = 89 \text{ A}$$

В блоках микропроцессорной релейной защиты требуется внесение всех рассчитанных токовых уставок. Следует учесть, что вносятся не сами уставки, а их соответствующие значения во вторичных обмотках трансформаторов тока. Также необходимо учесть коэффициент схемы, равный $\bar{3}$.

Значения токов во вторичной цепи:

$$I_{c.з.втор}^I = \frac{I_{c.з.}^I}{n_T} \cdot \sqrt{3} = \frac{1553,6}{30} \cdot \sqrt{3} = 89,7 \text{ A}$$

$$I_{c.з.втор}^{II} = \frac{I_{c.з.}^{II}}{n_T} \cdot \sqrt{3} = \frac{140}{30} \cdot \sqrt{3} = 8,1 \text{ A}$$

$$I_{c.з.втор}^{III} = \frac{I_{c.з.}^{III}}{n_T} \cdot \sqrt{3} = \frac{89}{30} \cdot \sqrt{3} = 5,1 \text{ A}$$

9 Оперативный ток

Для питания приводов выключателей и прочей автоматики на подстанции используется оперативный ток. По нормам технологического проектирования и стандартам организации ПАО «Россети», применение переменного и выпрямленного тока на подстанциях не рекомендуется [16], так что выбор происходит в пользу постоянного тока.

Необходимо учитывать автономность системы, поэтому на подстанции прибегают к источникам оперативного тока. В данном случае источником будут являться аккумуляторные батареи. Данный вариант является достаточно долговечным и надёжным. Батареи находятся в режиме постоянного подзаряда.

В эту систему также входят зарядно-подзарядные устройства, защита, представленная секционными выключателями на случай возникновения каких-либо повреждений и ненормальных режимов работы.

10 Собственные нужды подстанции

На подстанциях есть потребность в питании электрооборудования СН. Решается это выбором и установкой маломощных трансформаторов.

В нашем случае при использовании двух силовых трансформаторов выбираются два ТСН, которые подключаются на шины низкого напряжения. [3].

Чтобы осуществить выбор трансформатора собственных нужд требуется произвести расчет мощности потребителей собственных нужд. Список потребителей и их характеристики сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Список потребителей собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Подогрев выключателей и приводов	5
Освещение	3
Отопление и освещение КРУН	18
Подогрев разъединителей	6,4
Подогрев релейного шкафа	2
Охлаждение силового трансформатора	6
Вентиляция	10
Зарядно–подзарядная аппаратура	30
Всего с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,7$	56,3

Далее рассчитаем полную мощность необходимых собственных нужд подстанции:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{80,4}{0,9} = 89,3 \text{ кВА.}$$

Далее производим выбор двух трансформаторов собственных нужд, с коэффициентом загрузки не более 0,7. Произведем расчет полной мощности на один ТСН:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 89,3 \cdot 0,7 = 62,5 \text{ кВА.}$$

По итогам расчёта выбираем трансформаторы СН 2хТЛС-63/6-У3.

11 Расчёт заземления подстанции

Заземление на подстанции является обязательным этапом. Все металлические конструкции, находящиеся на территории подстанции, должны быть заземлены, с целью обезопасить рабочий персонал и повысить надёжность рабочих электроустановок.

Расчёт заземляющей конструкции будет производиться по напряжению прикосновения $U_{пр.дон.}$.

Произведем расчет допустимого напряжения прикосновения по [3, с. 98].

Т.к. $\tau = t_{p.з} + t_{o.б} = 0,1 + 0,055 = 0,065$ с, то $U_{пр.дон} = 500$ В.

Где:

τ – длительность воздействия;

$t_{p.з}$ – время срабатывания релейной защиты;

$t_{o.б}$ – время полного отключения выключателя.

Коэффициент β рассчитаем по следующей формуле:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,82.$$

При расчете принималось, что: $R_q = 1000$ Ом, а удельное поверхностное сопротивление грунта $\rho_{г.с} = 150$ Ом·м.

Коэффициент напряжения прикосновения рассчитаем по следующей формуле для сложных заземлителей:

$$k_{II} = \frac{M \beta}{\frac{l_B L_{Г}}{a \sqrt{S}}} = \frac{0,5 \cdot 0,9}{\frac{5 \cdot 700}{5 \cdot \sqrt{1400}}} = 0,12.$$

Где:

« l_B – длина вертикального заземлителя, м;

L_G – длина горизонтальных заземлителей, м;

S – площадь заземляющего контура подстанции, м²;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 в соответствии с [3];

β – коэффициент сопротивления человека» [3].

Найдём напряжение на заземляемом устройстве по следующей формуле:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,12} = 4166,7 \text{ В.}$$

Найдём сопротивление заземлителя по следующей формуле:

$$R_{з.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{4166,7}{6710} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Где:

I_3 – ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

Рассчитаем количество ячеек по контуру заземления:

$$m = \frac{L_G}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{700}{2 \cdot \sqrt{1400}} - 1 = 8,35.$$

Округлим количество ячеек до наименьшего целого $m=8$.

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L'_G = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1400} \cdot (8 + 1) = 674 \text{ м.}$$

Определим расчетную длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1400}}{8} = 4,68 \text{ м.}$$

«Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1400} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 29,9.$$

Принимаем, что $n_B=30$ » [3].

Рассчитаем общую длину вертикальных заземляющих устройств:

$$L_{B\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 30 = 150 \text{ м.}$$

«Рассчитаем относительную глубину вертикальных электродов для погружения» [3]:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1400}} = 0,147 > 0,1.$$

Значит:

$$A = (H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}) = 0,147 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1400}} = 0,11.$$

Далее произведем расчет сопротивления общего сложного заземляющего устройства:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,11 \cdot \frac{150}{\sqrt{1400}} + \frac{150}{700 + 150} = 0,617 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления получилось меньше, чем $R_{3.\text{дон}}$, что позволяет перейти к расчету напряжения прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} I_3 R_3 = 0,12 \cdot 6710 \cdot 0,617 = 496,8 \text{ В.}$$

Полученное в результате расчётов значение напряжения получилось меньше предельно допустимого значения $U_{np.\text{дон}} = 500 \text{ В}$, что означает выполнение норм надёжности и безопасности на подстанции.

12 Молниезащита подстанции

С целью обезопасить подстанцию от прямых ударов молнии на подстанции устанавливается молниезащита. Молниезащита осуществляется посредством молниеотводов, а также проводников, соединяющих молниеотвод и землю через заземлители. Необходимо произвести расчёт данной конструкции для оптимального размещения на территории ПС.

К установке принимаются две прожекторные мачты с молниеотводами ПМС-30.

«Надежность защиты будем считать равной 0,99, тогда принимаем» [3, с. 103]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м}$$

Найдём защищаемый радиус молниезащиты:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{24 \cdot (24 - 4)}{24} = 20 \text{ м.}$$

Где:

« h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_x – максимальная высота защищаемого объекта, м;

r_0, r_x – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м.» [3].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были поставлены и в полном объёме выполнены задачи по реконструкции электрической части понизительной подстанции «Южная» ПАО «МРСК Волги».

Произведённый расчёт ожидаемых электрических нагрузок позволил с экономической целесообразностью остановиться на выбранном силовом трансформаторе – ТДН-16000/110/6-УХЛ1. На данной подстанции устанавливаются два подобных трансформатора.

Для размещения электрических аппаратов была выбрана типовая схема 110 – 4Н, по которой оказалось возможно в дальнейшем произвести необходимые расчёты токов короткого замыкания, что является обязательным для выбора и проверки устанавливаемого оборудования.

Для стороны высокого напряжения установлено следующее оборудование: выключатели типа ВГТ-110-40/2500У1, разъединители типа РПГ-СЭЩ-1-110/1250, трансформаторы тока модели ТОГФ-110-300/5 УХЛ1 и ограничители перенапряжения ОПН-РК-110/126-10-760-УХЛ1.

Для стороны низкого напряжения была выбрана к установке ячейка КРУ-СЭЩ-70-10, которая предусматривает установку в него следующего оборудования: выключатели ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/2000УХЛ1, трансформаторы тока модели ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 У2, трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10. Также на сторону низкого напряжения были выбраны ограничители перенапряжения ОПН-РА-10/12,6-5-250-УХЛ1.

Для защиты электрических аппаратов был выбран современный метод, а именно, блок микропроцессорной релейной защиты типа БМРЗ, который обладает надёжным срабатыванием и обеспечивает качественную и долговечную защиту.

Система оперативного тока была выбрана на постоянном токе и включает в себя, как источник, аккумуляторные батареи.

На подстанции была установлена система заземления и молниезащиты для обеспечения надёжности работы всей системы, предотвратить ущерб от чрезвычайных ситуаций и обезопасить персонал, обслуживающий данную подстанцию.

Разработанный проект реконструкции подстанции «Южная» 110//6 кВ является современным методом проведения подобных работ в мире. Проект выполнен в соответствии с действующими нормативными документами и удовлетворяет всем требованиям надёжности и долговечности для выполнения своих функций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.
2. Трансформаторы силовые масляные напряжения 110 кВ [Электронный ресурс] : URL: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php?GALLERY_ID=12 (дата обращения 12.03.2019 г.).
3. Степкина, Ю. В., Салтыков В. М. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти.: ТГУ, 2015. 124 с.
4. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
5. КРУ-СЭЩ-70 6-20 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/>(дата обращения 15.03.2019 г.).
6. Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока» [Электронный ресурс]: URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/>(дата обращения 20.03.2019 г.).
7. Элегазовые выключатели напряжения 110 кВ [Электронный ресурс]:URL: <https://electroshield.ru/catalog/elegazovye-vykyuchатели/vgt-seshch-110kv/>(дата обращения 16.03.2019 г.).
8. Разъединители наружной установки 110 кВ [Электронный ресурс]: URL:<https://electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/>(дата обращения 28.03.2019 г.).
9. Вахнина В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610

"Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2015.

10. Трансформаторы тока элегазовые с фарфоровой изоляцией [Электронный ресурс] : URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-%20transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220 (дата обращения 25.04.2019 г.).

11. Ограничители перенапряжений 10-110 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.tavrida.com/ter/> (дата обращения 11.05.2019 г.).

12. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.rza.ru/> (дата обращения: 2.06.2019 г.).

13. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. образования – 3-е изд. М. : Академия, 2013. 282с.

14. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

15. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

16. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. 704 с.

17. ГОСТ 29322-2014. Напряжения стандартные. М. :Стандартинформ, 2015. 13 с.

18. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.

19. Patrascu R., Minciuc E., Darie G., Voronca S.D., Badicu A.I. Energy efficiency solutions for driers used in the glass manufacturing and processing industry // De Gruyter Open. 2017. Vol. 21. PP. 199-208.
20. Steinmetz C. P. Theory and Calculation of Transient Electric Phenomena and Oscillations / C. P. Steinmetz: Hard Press Publishing 2013, p. 740.
21. Ganesan S. Selection of current transformers & wire sizing in substations // ABB Inc. 2016. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/current-transformers-wire-sizing> (дата обращения: 28.04.2019 г.).
22. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
23. Daza S. A. Electric Power System Fundamentals : tutorial. London : Artech house, 2016. 405 p.
24. Israa T.A., Jin H., Abduljabbar I.H., Hussien Z.A., Flaih M.F. A Light-weight Scheme to Authenticate and Secure the Communication in Smart Grids // Applied sciences. 2018. Vol. 8. PP. 1-13.