

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции
"Веселовка" 110/10 кВ

Студент	<u>А.М. Школин</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.А. Кретов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>А.В. Кириллова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор, В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« ____ » _____ 20 ____ г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции уже существующей электрической части понизительной подстанции «Веселовка» 110/10 кВ. Для доказательства актуальности реконструкции подстанции был выполнен анализ текущего состояния подстанции. С учетом уже имеющихся и новых потребителей был произведен расчет электрических нагрузок, основываясь на результат которого, были выбраны два ближайших и больших по мощности трансформаторов. По характеристикам трансформаторов выполнялся технико-экономический расчет, по которому более выгодными для установки на подстанции являются силовые трансформаторы типа ТРДН 32000/110/10 кВ. Для РУ 110 кВ была выбрана типовая схема – 110-4Н, а для РУ 10 кВ – схема с двумя секционированными системами шин. Для выбранной схемы был произведен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, с помощью которых было выбрано и проверено оборудование, устанавливаемое на высокую и низкую стороны подстанции.

Для защиты силового трансформатора был выбран блок микропроцессорной защиты Сириус-ТЗ, для которого был произведен расчет уставок. Для системы оперативного постоянного тока были выбраны 2 аккумуляторные, состоящие из 120 элементов. На основании выбранного оборудования было решено, что питание потребителей собственных нужд подстанции будет осуществляться от двух трансформаторов собственных нужд. Затем для реконструируемой подстанции было выполнено общее заземляющее устройство, представляющее собой наружный контур из вертикальных и горизонтальных заземлителей, и рассчитана зона молниезащиты.

Пояснительная записка включает в себя 53 страницы, 19 таблиц, 7 рисунков и графическую часть в виде 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

The graduation project is devoted to the reconstruction of the already existing electrical part of the 110/10 kW «Veselovka» substation.

Analysis of the current state of the substation was performed to prove the relevance of the substation reconstruction. Taking into account the existing and new consumers, the electric loads were calculated. Based on this result, two nearest and most powerful electric transformers were selected.

Technical-economic calculation was performed on the base of characteristics of transformers. According to this calculation, the TRDN 32000/110/10 kW type of power transformers is more advantageous for installation in the substation. A typical 110-4N scheme was chosen for a 110 kW SG (switchgear) and a scheme with two partitioned bus systems was chosen for a 10 kW SG. The calculation of symmetrical and asymmetrical short-circuit currents was made for the selected circuit. This helped selecting and testing equipment installed on the high and low sides of the substation.

The Sirius-T3 microprocessor protection unit was chosen to protect the power transformer for which the settings were calculated. 2 battery packs, consisting of 120 battery cells, were selected for the direct current system. Based on the selected equipment, we decided that the substation's own consumers would be powered by two transformers. Then, the common earthing device was made for the reconstructed substation, which is an external contour of vertical and horizontal earth bonds, and the zone of lightning protection were calculated.

The explanatory note includes 53 pages, 19 tables, 7 figures and the graphic part is on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика реконструируемого объекта	7
2 Определение электрических нагрузок подстанции «Веселовка» 110 кВ.....	9
3 Выбор и расчет силовых трансформаторов.....	11
3.1 Расчет для трансформаторов 2хТРДН – 32000/110/10/10.....	11
3.2 Расчет для трансформаторов 2хТРДН – 40000/110/10/10.....	14
4 Выбор электрической схемы подстанции	19
5 Определение токов короткого замыкания	21
5.1 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К1	22
5.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К2 и К3	23
5.3 Расчет несимметричных токов КЗ в точке К1.....	24
5.4 Расчет несимметричных токов КЗ в точке К2 и К3.....	26
6 Выбор оборудования электрической части подстанции «Веселовка»	27
6.1 Выбор высоковольтного выключателя	27
6.2 Выбор разъединителей	30
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	31
6.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	34
6.5 Выбор гибких шин	34
7 Релейная защита	38
8 Выбор оперативного тока.....	42
9 Собственные нужды подстанции	43
10 Расчет защитного заземления	44
11 Расчет молниезащиты	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	51

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – это одна из главных отраслей, которая показывает характер и темп технического прогресса человечества. В ней заключаются не только разнообразные способы производства электроэнергии, но и переработка энергоресурсов и доставка электроэнергии конечному потребителю.

Россия является гигантом в области электроэнергетики, поэтому отрасль, отвечающая за электроэнергетику России, разделена на несколько крупных энергокомпаний, которые несут ответственность за определенную территориальную долю отрасли. Такие компании образуют единую национальную электрическую сеть, основу которых составляют электрические станции и подстанции.

Одной из главных задач отрасли электроэнергетики является ее постоянное и своевременное совершенствование и оптимизация. Это связано со стремительным развитием технологий в бытовой и социальной сфере, производстве, транспорте, связи, обороне и т.д. Для решения данной задачи необходимо не только строительство новых электрических станций и подстанций, но и реконструкция уже имеющихся электроэнергетических объектов. Основным направлением технического перевооружения и реконструкции электрических станций и подстанций является замена изношенного оборудования на более новые высокоэффективные электроустановки.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является реконструкция уже имеющейся электрической части понизительной подстанции «Веселовка» 110/10 кВ. Реконструкция данной подстанции позволит устранить дефицит мощности, даст возможность к присоединению к электросетям ОАО «Пензаэнерго», поможет обеспечить развитие общественных организаций, а также обеспечит надежное электроснабжение микрорайона тепличного комбината города Пензы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1 Анализ текущего состояния электрической части понизительной подстанции «Веселовка» 110/10 кВ;

2 Выбор высоковольтного оборудования и его технико-экономический расчет;

3 Расчет релейной защиты и автоматики основных элементов проектируемой подстанции;

4 Расчет заземления и молниезащиты электрической части понизительной подстанции «Веселовка» 110/10 кВ.

1 Характеристика реконструируемого объекта

Подстанция «Веселовка» 110/10 кВ расположена в микрорайоне тепличного комбината города Пензы, план расположения которой представлен на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – План расположения подстанции «Веселовка» 110/10 кВ

Данная подстанция введена в эксплуатацию с 1973 года и обслуживается филиалом ПАО «МРСК Волги» – «Пензаэнерго». В городе Пенза преобладает умеренно-континентальный климат для которого характерно стабильно жаркое лето, стабильно морозная зима и малое количество осадков. Среднемесячная температура лета (июль) составляет – +19,8 °С, а зимы (январь) – -12,1 °С.

На данный момент в микрорайоне тепличного комбината города Пензы ведется строительство общественных, жилых и физкультурно-оздоровительных комплексов, торговых и гостиничных площадок. Данные объекты относятся к потребителям второй категории и третьей категории.

«К потребителям второй категории относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приведет к массовому недоотпуску

продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. К потребителям третьей категории относят электроприемники вспомогательных цехов, несерийного производства продукции и т. п.» [1].

С учетом уже присоединенных к подстанции объектов и имеющихся запросов на подключение новых потребителей суммарная мощность нагрузки возросла с 25 МВт до 45 МВт.

В связи с моральной и физической изношенностью высоковольтного оборудования и с ростом электрических нагрузок необходимо разработать проект реконструкции электрической части понизительной подстанции. Для этого будет произведена замена старого электрооборудования на новое, а именно:

- 1 Замена силовых трансформаторов ТРДН 25000/110/10;
- 2 Замена масляных выключателей;
- 3 Замена разъединителей;
- 4 Замена измерительного оборудования: трансформаторы тока и напряжения;
- 5 Замена ограничителей перенапряжения.

2 Определение электрических нагрузок подстанции «Веселовка» 110 кВ

Найдем максимальную полную мощность подстанции:

$$S_{\max\text{ПС}} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}$$

Полная максимальная мощность подстанции:

$$S_{\max\text{ПС}} = \frac{45}{0,95} = 47,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Построим упорядоченный график полной мощности подстанции. Он представлен на рисунке 2.1.

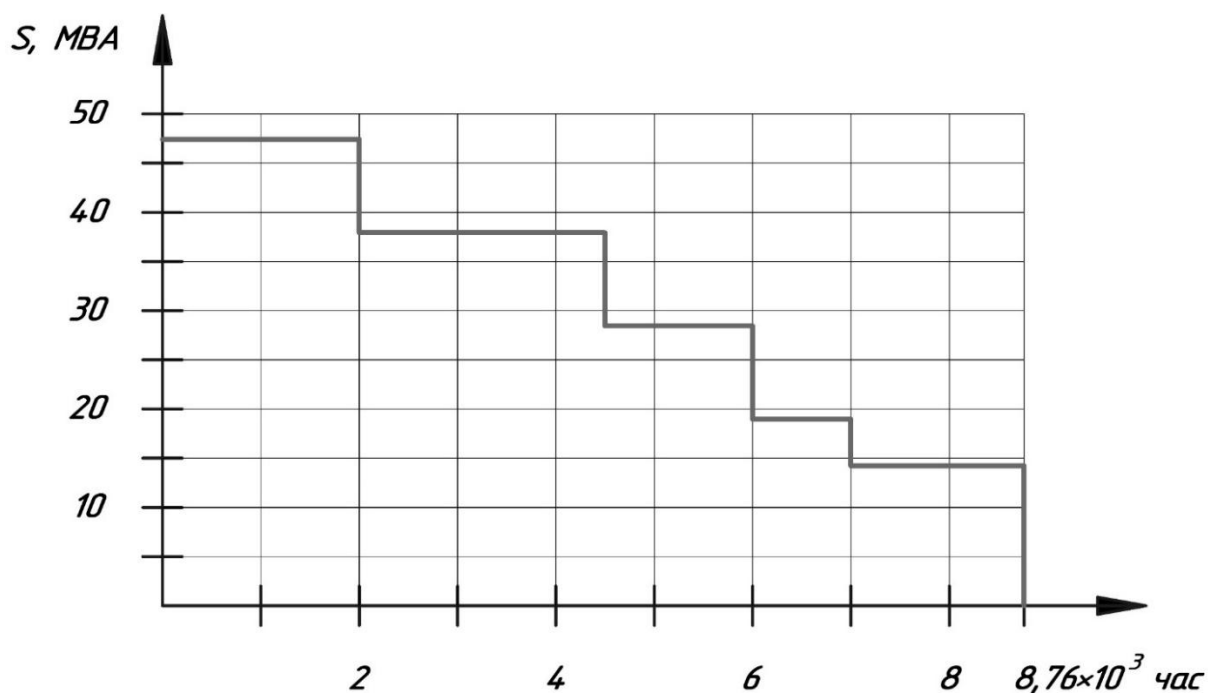


Рисунок 2.1 – График полной мощности подстанции

Потребляемую электроэнергию отдельными потребителями найдем по следующему выражению:

$$W_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_{in}$$

Для этого определим активную мощность на каждой ступени упорядоченного графика полной мощности подстанции:

$$P_{in} = P_{max} \cdot N_{cmyн}$$

Реактивную мощность найдем по следующему выражению:

$$Q_{in} = S_{in} \cdot tg(\varphi)$$

Результаты расчета активной и реактивной мощностей для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции, потребление энергии на каждой ступени годового графика нагрузки подстанции и полную мощность каждой ступени занесем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета нагрузок для подстанции «Веселовка»

N _{ступ}	S, МВ·А	P, МВт	W, МВт·ч	Q, Мвар
1	47,4	45,0	90000	15,6
2	37,9	36,0	90000	12,5
3	28,4	27,0	40500	9,4
4	18,9	18,0	18000	6,2
5	14,2	13,5	23760	4,7
W _{сум} =262260 МВт·ч				

Исходя из полученной суммарной мощности, найдем продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_m = \frac{W_{сум}}{P_{max}}$$

$$T_m = \frac{262260}{45} = 5828ч$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции находится следующим образом:

$$K_{зан} = \frac{T_m}{8760}$$

$$K_{зан} = \frac{5828}{8760} = 0,67$$

3 Выбор и расчет силовых трансформаторов

Для двухтрансформаторной подстанции допустимая номинальная мощность силовых трансформаторов (СТ) находится по следующему выражению:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}$$
$$S_{ном.Т} \geq \frac{47,4 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 27,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По данному выражению выбираем силовые трансформаторы ТРДН мощностью 32 и 40 МВА.

3.1 Расчет для трансформаторов 2хТРДН – 32000/110/10/10

Технические сведения трансформатора по [5], представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические сведения трансформатора ТРДН -32000/110/10/10

$S_{ном. Т}, \text{ МВА}$	$U_{ном. обм}, \text{ кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{х}, \text{ кВт}$	$I_{х}, \%$
	ВН	НН				
32	115	10,5	10,5	145	44	0,28

Коэффициенты загрузки обмоток:

$$K_{3.г} = \frac{S_{г}}{S_{ном.т}}$$
$$K_{3.г} = \frac{S_{г}}{S_{ном.т}} = \frac{45000}{32000} = 1,4$$
$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном.т}}$$
$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{22500}{32000} = 0,7$$

Приведенные потери активной мощности СТ в режиме хх:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 44 + 0,05 \cdot 89,6 = 48,5 \text{ кВт}$$

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,28}{100} \cdot 32000 = 89,6 \text{ квар}$$

Потери активной мощности КЗ обмоток трансформатора:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 145 = 290 \text{ кВт}$$

Напряжения КЗ обмоток СТ:

$$U_{к.В} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,4\%$$

Потери реактивной мощности в режиме КЗ:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,31}{100} \cdot 32000 = 419 \text{ квар}$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,4}{100} \cdot 32000 = 5888 \text{ квар}$$

Приведенные потери активной мощности:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{III} \cdot Q_{к.В} = 0 + 0,05 \cdot 419 = 20,95 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + k_{III} \cdot Q_{к.н1,2} = 290 + 0,05 \cdot 5888 = 584,4 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности:

$$P'_T = P'_x + k_{з.В}^2 \cdot P'_{к.В} + k_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}$$

$$P'_T = 48,5 + 1,4^2 \cdot 20,95 + 0,7^2 \cdot 584,4 + 0,7^2 \cdot 584,4 = 662,3 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.Вi} + \sum \Delta W_{к.н1i} + \sum \Delta W_{к.н2i} =$$

$$= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot \kappa_{з.Вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot \kappa_{з.н1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot \kappa_{з.н2i}^2 \cdot T_i$$

Расчет суммарных потерь для трансформатора ТРДН – 32000/110/10/10 представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результат определения суммарных потерь по подстанции

i	S_6, MBA	S_{H1}, MBA	S_{H2}, MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВм \cdot ч$	$K^2_{3.6}$	$K^2_{3.H1}$	$K^2_{3.H2}$	$\Delta W_{к.в},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{к.H1},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{к.H2},$ $кВм \cdot ч$
1	45000	22500	22500	2	2000	194000	1,98	0,49	0,49	41481	360395	360395
2	37920	18960	18960	2	2500	242500	1,4	0,35	0,35	36662	205940	205940
3	28440	14220	14220	2	1500	145500	0,79	0,2	0,2	12413	88260	88260
4	18960	9480	9480	2	1000	97000	0,35	0,09	0,09	3666	26478	26478
5	14220	7110	7110	2	1760	170720	0,20	0,05	0,05	3687	25890	25890
						$\Delta W_{nc} = 1654592 \text{ кВм} \cdot \text{ч}$						

3.2 Расчет для трансформаторов 2хТРДН – 40000/110/10/10

Технические сведения трансформатора по [5], представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические сведения трансформатора ТРДН – 40000/110/10/10

$S_{ном. Т}, MVA$	$U_{ном. обм}, кВ$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, кВт$	$\Delta P_{х}, кВт$	$I_{х}, \%$
	ВН	НН				
40	115	10,5	10,5	175	42	0,65

Коэффициенты загрузки обмоток:

$$K_{з.г} = \frac{S_{г}}{S_{ном.т}}$$

$$K_{з.г} = \frac{S_{г}}{S_{ном.т}} = \frac{45000}{40000} = 1,125$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном.т}}$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{22500}{40000} = 0,563$$

Приведенные потери активной мощности СТ в режиме х.х:

$$P_X' = \Delta P_X + k_{им} \cdot Q_X = 42 + 0,05 \cdot 260 = 55 \text{ кВт}$$

$$Q_X = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 = 260 \text{ квар}$$

Потери активной мощности КЗ обмоток трансформаторов:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 175 = 350 \text{ кВт}$$

Напряжения КЗ обмоток СТ:

$$U_{к.В} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,4\%$$

Потери реактивной мощности в режиме КЗ:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ квар}$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,4}{100} \cdot 40000 = 7360 \text{ квар}$$

Приведенные потери активной мощности:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{ИП} \cdot Q_{к.В} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26,2 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + k_{ИП} \cdot Q_{к.н1,2} = 350 + 0,05 \cdot 7360 = 718 \text{ кВт}$$

Для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения расчеты приведенных потерь мощности определяются по следующему выражению:

$$P'_T = P'_x + k_{з.В}^2 \cdot P'_{к.В} + k_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}$$

$$P'_T = 55 + 1,125^2 \cdot 26,2 + 0,563^2 \cdot 718 + 0,563^2 \cdot 718 = 543,3 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.Вi} + \sum \Delta W_{к.н1i} + \sum \Delta W_{к.н2i} =$$

$$= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot \kappa_{з.Вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot \kappa_{з.н1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot \kappa_{з.н2i}^2 \cdot T_i$$

Расчет суммарных потерь для трансформатора ТРДН – 40000/110/10/10 представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результат определения суммарных потерь по подстанции

i	S_{ϵ}, MBA	S_{H1}, MBA	S_{H2}, MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВм \cdot ч$	$K^2_{3.6}$	$K^2_{3.H1}$	$K^2_{3.H2}$	$\Delta W_{к.в},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{к.H1},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{к.H2},$ $кВм \cdot ч$
1	45000	22500	22500	2	2000	220000	1,26	0,32	0,32	36680	251300	251300
2	37920	18960	18960	2	2500	275000	0,89	0,22	0,22	29147	197450	197450
3	28440	14220	14220	2	1500	165000	0,51	0,13	0,13	10021	70005	70005
4	18960	9480	9480	2	1000	110000	0,22	0,06	0,06	2882	21540	21540
5	14220	7110	7110	2	1760	193600	0,13	0,03	0,03	2997	18955	18955
						$\Delta W_{nc} = 2163827 \text{ кВм} \cdot \text{ч}$						

Выполним расчет технико-экономических показателей вариантов установки силовых трансформаторов.

Определим общую для двух вариантов стоимость 1 кВт·ч электрической энергии по выражению:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta,$$

$$C_э = \frac{695}{5828} + 1,8 = 1,92 \text{ руб.}$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа за 1кВт договорной мощности;

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа, за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком.

Определим стоимость годовых потерь электроэнергии в силовых трансформаторах.

Для трансформаторов марки ТРДН 32000/110/10:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 1654592 \cdot 1,92 = 3176817 \text{ руб.}$$

Для трансформатора марки ТРДН 40000/110/10:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 2163827 \cdot 1,92 = 4154547,8 \text{ руб.}$$

Определим годовые отчисления по выражению:

$$I_o = p_{сум} \cdot K,$$

где $p_{сум}$ – суммарный коэффициент отчислений для 110 кВ принимается равным 0,094; K – стоимость силовых трансформаторов.

Для трансформаторов марки ТРДН 32000/110/10:

$$I_o = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 45000000 = 4230000 \text{ руб.}$$

Для трансформатора марки ТРДН 40000/110/10:

$$I_o = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 60000000 = 5640000 \text{ руб.}$$

Определим годовые эксплуатационные издержки по выражению:

$$I = I_o + I_э.$$

Для трансформаторов марки ТРДН 32000/110/10:

$$I = I_o + I_s = 4230000 + 3176817 = 7406807 \text{ руб.}$$

Для трансформатора марки ТРДН 40000/110/10:

$$I = I_o + I_s = 5640000 + 4154547,8 = 9794547,8 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты определим по выражению:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I,$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования.

Для трансформаторов марки ТРДН 32000/110/10:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 45000000 + 7406807 = 14156807 \text{ руб}$$

Для трансформатора марки ТРДН 40000/110/10:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 60000000 + 9794547,8 = 18794547,8 \text{ руб.}$$

На основании вышеуказанных расчетов выбираем к установке на подстанции два трансформатора ТРДН – 32000/110/10/10 кВ.

4 Выбор электрической схемы подстанции

«Основные решения по схемам подстанции принимаются с учетом обеспечения надежности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации» [4].

На основании утвержденного стандарта [16] для подстанции «Веселовка» 110/10/10 кВ выбирается типовая схема РУ 110 кВ 110-4Н-«Мостик с выключателем в цепях трансформаторов». Для РУ 10 кВ предлагается схема с двумя секционированными системами шин.

Такая схема применяется для трансформаторов с расщепленными обмотками для ограничения токов КЗ и отдельного питания нагрузок.

Данная схема обладает повышенной маневренностью, которая заключается в выводе в ремонт выключателя в цепи питающего присоединения, которое не приводит к погашению присоединения.

Выбранная электрическая схема подстанции представлена на рисунке 4.1.

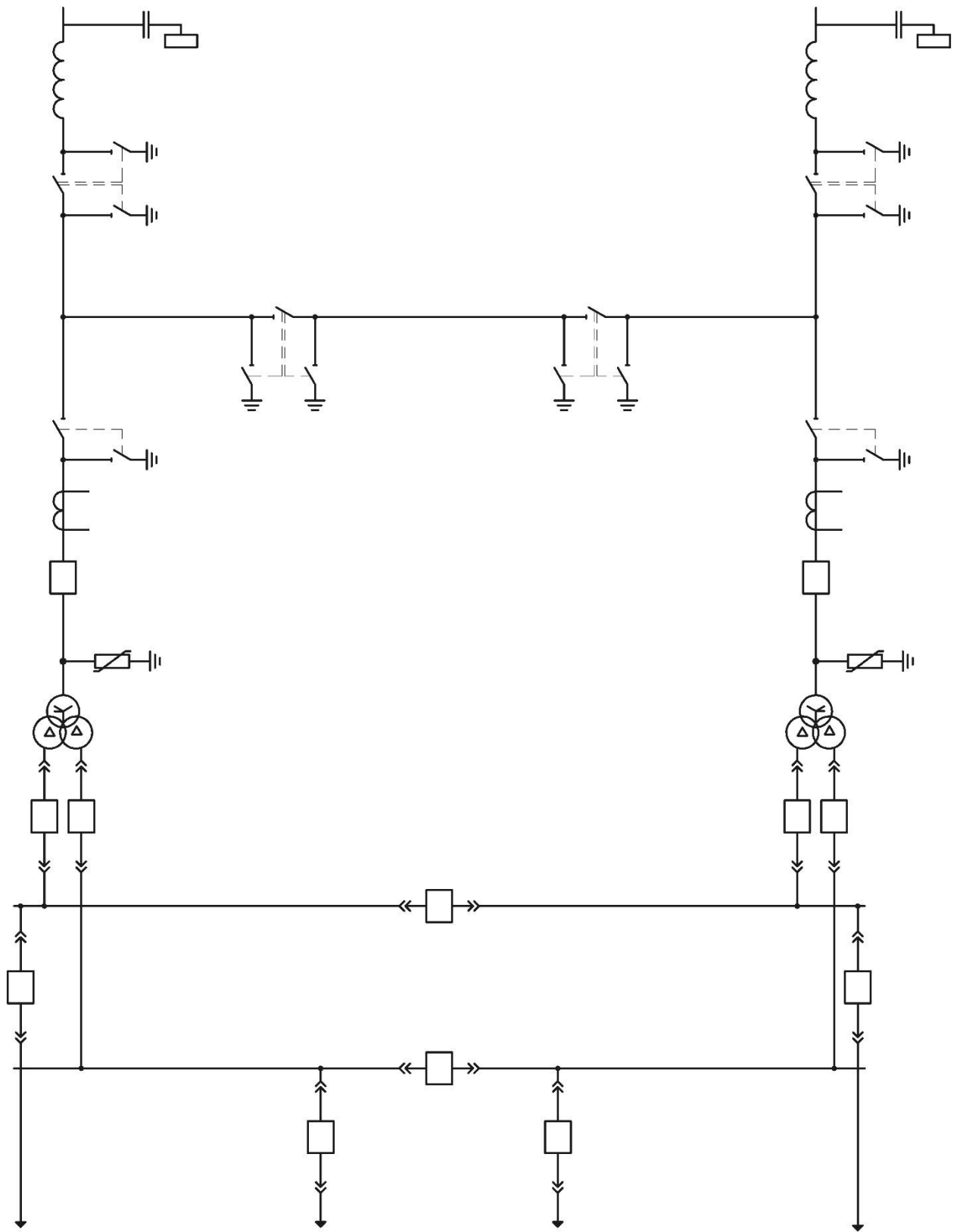


Рисунок 4.1 – Электрическая схема подстанции

5 Определение токов короткого замыкания

Изобразим расчетную схему (рисунок 5.1.) для определения токов короткого замыкания (ТКЗ).

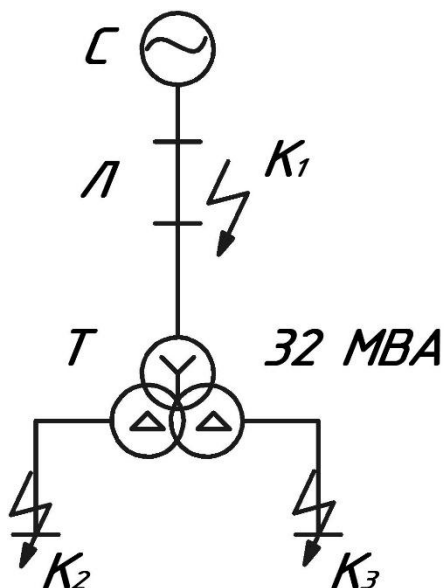


Рисунок 5.1 – Расчетная схема ТКЗ

Составим эквивалентную схему замещения, которая представлена на рисунке 5.2.

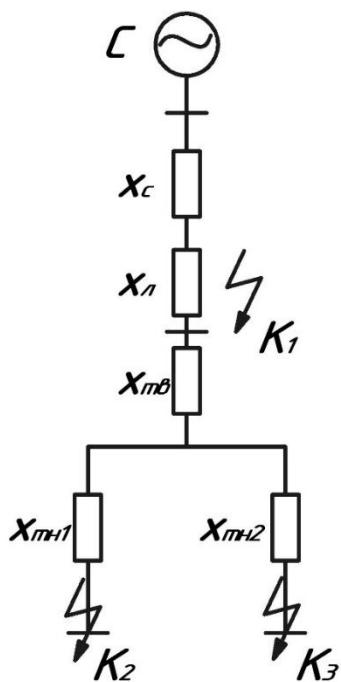


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения токов КЗ

5.1 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К1

Для расчета симметричных токов КЗ используем для определения параметров расчетной схемы относительные единицы.

Рассчитаем сопротивления системы:

$$S_{\bar{\sigma}} = 1000 \text{ МВА}, E''_{*,\bar{\sigma}} = 1$$

$$x_{*,\bar{\sigma},c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора:

$$x_{*,\bar{\sigma},T\bar{\sigma}} = \frac{U_{\kappa,\bar{\sigma}} \% \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}}$$

$$x_{*,\bar{\sigma},T\bar{\sigma}} = \frac{1,31 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 0,41 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора:

$$x_{*,\bar{\sigma},Tн1} = x_{*,\bar{\sigma},Tн2} = \frac{U_{\kappa,н1,2} \% \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}}$$

$$x_{*,\bar{\sigma},Tн1} = x_{*,\bar{\sigma},Tн2} = \frac{18,4 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 5,75 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$x_{*,\bar{\sigma},л} = x_{y\bar{\sigma}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}$$

$$x_{*,\bar{\sigma},л} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,51 \text{ о.е.}$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез.\bar{\sigma}} = x_{*,\bar{\sigma},c} + x_{*,\bar{\sigma},л}$$

$$x_{*рез.\bar{\sigma}} = 0,2 + 1,51 = 1,71 \text{ о.е.}$$

Базисный ток найдем по следующей формуле:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}$$

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

Вычислим начальное значение действующей периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{рез.б}} \cdot I_{б}$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{1,71} \cdot 5,02 = 2,94 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток КЗ:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{yд}$$

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 2,94 \cdot 1,8 = 7,5 \text{ кА}$$

5.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К2 и К3

Из-за равенства сопротивлений точек К2 и К3 допускается рассчитать токи только для одной точки.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*рез.б} = x_{*б,c} + x_{*б,l} + x_{*б,Tв} + x_{*б,Tн1}$$

$$x_{*рез.б} = 0,2 + 1,51 + 0,41 + 5,75 = 7,9 \text{ о.е.}$$

Базисный ток найдем по следующему выражению:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}}$$

$$I_{б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}$$

Вычислим начальное значение действующей периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{рез.б}} \cdot I_{б}$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{7,9} \cdot 54,98 = 6,96 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток КЗ:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{yд}$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 6,96 \cdot 1,94 = 19,1 \text{ кА}$$

5.3 Расчет несимметричных токов КЗ в точке К1

Определим токи КЗ однофазных, двухфазных и двухфазных на землю.

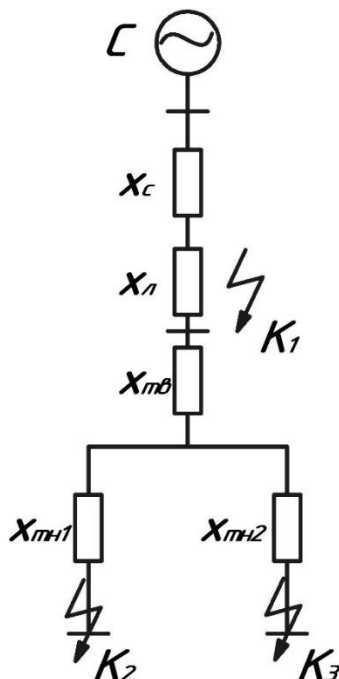


Рисунок 5.3 – Схема замещения прямой и обратной последовательностей

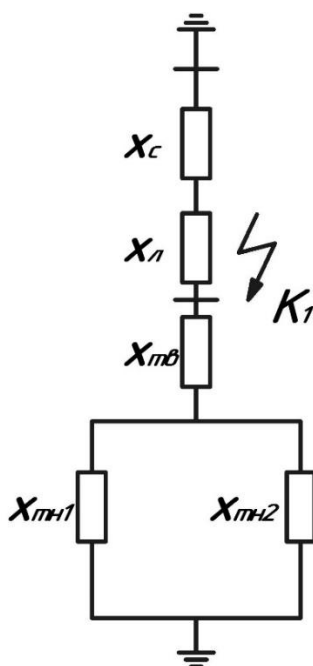


Рисунок 5.4 – Схема замещения нулевой последовательности
Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\bar{0},c} + x_{*\bar{0},l}$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0,2 + 1,51 = 1,71 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии нулевой последовательности:

$$x_{*\bar{0},l} = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} \cdot 3$$

$$x_{*\bar{0},l} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 3 = 4,53 \text{ о.е.}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*\bar{0},c} + x_{*\bar{0},l}) \cdot x_{*\bar{0},T\bar{e}}}{x_{*\bar{0},c} + x_{*\bar{0},l} + x_{*\bar{0},T\bar{e}}}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,2 + 4,53) \cdot 0,41}{0,2 + 4,53 + 0,41} = 0,38 \text{ о.е.}$$

Однофазное КЗ:

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*\bar{0}}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\bar{0}}$$

$$I_{n,o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{1,71 + 1,71 + 0,38} \cdot 5,02 = 3,96 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\bar{0}}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\bar{0}}$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,71 + 1,71} \cdot 5,02 = 2,54 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ на землю:

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*\bar{0}}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\bar{0}}$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,71 + \frac{1,71 \cdot 0,38}{1,71 + 0,38}} \cdot 5,02 = 4,3 \text{ кА}$$

Ударные токи соответствующих КЗ:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot K_{y0};$$

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 3,96 \cdot 1,8 = 10,1 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot \kappa_{y\delta};$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 2,54 \cdot 1,8 = 6,5 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot \kappa_{y\delta}$$

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot 1,8 = 10,9 \text{ кА}$$

5.4 Расчет несимметричных токов КЗ в точке К2 и К3

Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,Тв} + x_{*\delta,Тн1}$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0,2 + 1,51 + 0,41 + 5,75 = 7,87 \text{ о.е.}$$

Двухфазное КЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7,87 + 7,87} \cdot 54,98 = 6,05 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot \kappa_{y\delta}$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 6,05 \cdot 1,94 = 16,6 \text{ кА}$$

На основе полученных данных, можно сделать вывод о том, что на стороне 110 кВ самым опасным является двухфазное короткое замыкание на землю, а на стороне 10 кВ – трехфазное короткое замыкание.

6 Выбор оборудования электрической части подстанции «Веселовка»

Выбор высоковольтного оборудования для реконструируемой подстанции «Веселовка» будет производиться с помощью рассчитанных токов короткого замыкания в предыдущем разделе.

«Также при выборе аппаратов необходимо учитывать род установки, загрязненность среды, габариты, вес, удобство его размещения в распределительном устройстве» [10].

Грамотно выбранное высоковольтное оборудование позволит избежать ненормального режима работы подстанции, позволит своевременно предотвратить аварии, а также даст возможность безопасного проведения ремонтных работ.

6.1 Выбор высоковольтного выключателя

Произведем выбор силового выключателя на высокой стороне подстанции:

Найдем расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$
$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 224,9 \text{ A}$$

Термическая стойкость с продолжительностью КЗ $t_{\text{откл}}=0,3$ с составляет:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(1,1)^2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, сек; $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ, сек.

$$B_k = 4,3^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

По каталогу [6] выбираем ВГТ-СЭЩ 110-У1.

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ для $\tau = 0,01 + t_{c.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1,1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}},$$

где τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания КЗ.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 2,73 \text{ кА}$$

Каталожные и расчетные величины выключателя ВГТ-СЭЩ 110-У1 представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор выключателя ВГТ-СЭЩ 110

Выключатель ВГТ-СЭЩ 110-У1	
Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 224,9 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{n.o}^{(1,1)} = 4,3 \text{ кА}$
$i_{a.n} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{B_{\text{нор.}}}{100}\right) \cdot I_{\text{откл.ном}}$ $i_{a.n} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100}\right) \cdot 25 = 14,2 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 2,73 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор.}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 49,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1,1)} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 4,3 + 2,73 = 8,8 \text{ кА}$
$i_{\text{прс}} = 105 \text{ кА}$	$i_{\text{вд}}^{(1,1)} = 10,9 \text{ кА}$
$I_{\text{откл}}^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,3 = 187,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно данным таблицы 6.1 выключатель ВГТ-СЭЩ 110-25/1250-У1 проверен на соответствие данных каталога и реальных параметров коммутируемой цепи, поэтому можно сделать вывод о том, что он подходит для установки в рассчитываемую линию.

На стороне 10 кВ:

На стороне 10 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУН-СЭЩ-59-10 по каталогу [6]. В состав данного КРУН могут входить:

- Выключатели: ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ, LF-1,LF-2,LF-3;
- Трансформаторы тока: ТОЛ-СЭЩ, ТШЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы напряжения: НАЛИ-СЭЩ, ЗНОЛ-СЭЩ, НОЛ-СЭЩ.

Произведем проверку выключателя ВВУ-СЭЩ 10.

Найдем расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1231,7 \text{ A}$$

Термическая стойкость с продолжительностью КЗ $t_{\text{откл}}=0,3$ с составляет:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

$$B_{\text{к}} = 6,96^2 \cdot (0,3 + 0,12) = 20,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для $\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

где τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания КЗ.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,96 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,12}} = 7 \text{ кА}$$

Каталожные и расчетные величины выключателя ВВУ-СЭЩ 10-У1 представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Каталожные и расчетные данные выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЦ 10-У1	
Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 1231,7 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^{(3)} = 6,96 \text{ кА}$
$i_{\text{а.н}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}$ $i_{\text{а.н}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 7 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 28,4 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} + i_{\text{а.т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 6,96 + 7 = 16,8 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{вд}}^{(3)} = 19,1 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 20,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно данным таблицы 6.2 выключатель ВВУ-СЭЦ 10-20/1600-У1 проверен на соответствие данных каталога и реальных параметров коммутируемой цепи, поэтому можно сделать вывод о том, что он подходит для установки в рассчитываемую линию.

6.2 Выбор разъединителей

Выбираем разъединитель типа РГП-СЭЦ 1-110 кВ и РГП-СЭЦ 2-110 кВ. В таблице 6.3 представлены каталожные и расчетные данные разъединителя.

Таблица 6.3 – Каталожные и расчетные данные разъединителей

Разъединитель РГП-СЭЦ 1 -110	
Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 224,9 \text{ А}$
$i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 10,9 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 6.3

$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РГП-СЭЩ 2-110	
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 224,9 \text{ А}$
$i_{\text{пр,с}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{а,τ}} = 10,9 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выполнена проверка разъединителей, в результате которой выявлено, что они подходят для установки.

6.3 Выбор трансформаторов тока

На высокой стороне:

Найдем расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,6 \text{ А}$$

Произведем проверку трансформатора тока типа ТОГФ-110-УХЛ1.

Таблица 6.4 – Каталожные и расчетные данные

Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1	
Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{1\text{ном}} = 500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 160,6 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{а,τ}} = 10,9 \text{ кА}$
$K_T^3 \cdot I_{1\text{номТ}}^2 \cdot t_T = 20^3 \cdot 0,5^2 \cdot 1 = 2000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6.5 – Нагрузка на вторичной обмотке трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка $S_{\text{приб}}$, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	ЦМ-120	0,1	0,1	0,1
Вольтметр	ЦМ-120	0,1	0,1	0,1
Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ – 4ТМ.03.01	0,5	0,5	0,5
Итого		0,6	0,6	0,6

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}$$

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

Найдем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,024 - 0,1 = 1,076 \text{ Ом}$$

Определим сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}}$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 120}{1,076} = 2 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение жилы кабеля равное 2,5 мм².

На низкой стороне:

Найдем расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 880 \text{ А}$$

Произведем проверку трансформатора тока типа ТОЛ-СЭЩ 10.

Таблица 6.6 – Каталожные и расчетные данные

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-У2	
Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 880 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} = 10,9 \text{ кА}$
$K_T^3 \cdot I_{\text{номТ}}^2 \cdot t_T = 20^3 \cdot 1,2^2 \cdot 1 = 11520 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6.7 – Нагрузка на вторичной обмотке трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка $S_{\text{приб}}$, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	ЩК-120	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	ЩК-120	0,1	0,1	0,1
Варметр	ЩК-120	0,1	0,1	0,1
Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ – 4ТМ.03.01	0,5	0,5	0,5
Итого		0,8	0,8	0,8

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом}$$

Найдем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,032 - 0,1 = 1,068 \text{ Ом}$$

Определим сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 70}{1,068} = 1,18 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение жилы кабеля равное 2,5 мм².

Исходя из выполненной проверки следует, что трансформаторы тока, выбранные на высокую и низкую стороны соответствуют заданным параметрам и подходят для рассматриваемой цепи.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

На низкой стороне:

На стороне НН будет установлен трансформатор напряжения типа НАЛИ-10-У2. Проведем проверку, выбранного трансформатора напряжения по нагрузке вторичной обмотки.

Таблица 6.8 – Проверка трансформатора напряжения НАЛИ-10-У2

Прибор	Тип прибора	Число приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЩК-120	1	0,1
Ваттметр	ЩК-120	1	0,1
Варметр	ЩК-120	1	0,1
Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	5	0,5
Итого			0,8

При классе точности равном 0,2, выбранный трансформатор напряжения имеет номинальную мощность 75 В·А. Поэтому трансформатор напряжения подходит для рассматриваемой цепи.

6.5 Выбор гибких шин

На высокой стороне:

Найдем расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\max} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,6 \text{ А}$$

Сечение гибких шин выбираем по экономической плотности тока ($j_{\text{ЭК}}=1 \text{ А/мм}^2$).

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}}$$

$$s = \frac{160,6}{1} = 160,6 \text{ мм}^2$$

По полученному сечению выберем провод АС 240/56 с допустимым током равным $I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$.

Проверим выбранный провод по длительно допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл. доп}}$$

$$160,6 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

где r_0 – радиус провода, см; $m=0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}}\right) = 31,85 \text{ кВ/ см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0}},$$

где U – линейное напряжение, кВ; $D_{\text{ср.г}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$D_{\text{ср.г}} = 1,26 \cdot D,$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$D_{cp.2} = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,12 \cdot \lg\left(\frac{315}{1,12}\right)} = 14,2 \text{ кВ / см}$$

Условие отсутствия короны:

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

$$15,2 \text{ кВ / см} \leq 28,7 \text{ кВ / см}$$

Исходя из вышеуказанных расчетов, можно сделать вывод о том, что провод АС 240/56 полностью удовлетворяет всем условиям.

На низкой стороне:

Найдем расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{\max} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 880 \text{ А}$$

Выбираем ошиновку $3 \times \text{АС } 300/39$ с допустимым током равным $I_{\text{доп}} = 2130 \text{ А}$.

Проверим провод на термическую стойкость при коротком замыкании:

$$I_{\text{кз1}} = \frac{I_{\text{кз}}}{3}$$

$$I_{\text{кз1}} = \frac{6960}{3} = 2320 \text{ А}$$

Минимально допустимое сечение кабеля:

$$s_{\min} = \frac{I_{\text{кз1}}}{C_T} \cdot \sqrt{t_{\text{ср.з}}},$$

где $C_T = 91$ – термический коэффициент при нормальных условиях;

$t_{\text{ср.з}} = 0,5 \text{ с}$ – время срабатывания защиты.

$$s_{\min} = \frac{2320}{91} \cdot \sqrt{0,5} = 18 \text{ мм}^2$$

Исходя из вышеуказанных расчетов, можно сделать вывод о том, что провод АС 300/39 полностью удовлетворяет всем условиям.

7 Релейная защита

Произведём расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора. Для защиты трансформатора устанавливается блок микропроцессорной защиты Сириус-ТЗ, который выполняет основную функцию защиты трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Расчет уставок выполнен в таблицах 7.1, 7.2, 7.3, 7.4.

Таблица 7.1 – Расчет уставок

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение	
		Высокая сторона	Низкая сторона
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.перв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 161$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 840$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_1 ($I_{перв.ТТ} / I_{втор.ТТ}$)	500/5	1200/5
Схема соединения трансформаторов тока	Y, D	D $\sqrt{3}$	Y 1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном.перв}}{K_1} \cdot k_{сх}$	$\frac{161 \cdot \sqrt{3}}{100} = 2,8$	$\frac{840 \cdot 1}{240} = 3,5$
Уставки	$I_{баз.ВН}$ $I_{баз.НН}$	2,80	3,50
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{(2 \cdot 111,25)} = 13$	

Выберем уставки дифференциальной защиты ДЗТ-2.

Таблица 7.2 – Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному, о.е.	$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$
Уставка срабатывания	$I_{\partial 1.чувс} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$
Базовая уставка срабатывания	$I_{\partial 1.чувс} / I_{баз}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч}}{K_{сн.т}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,28}{0,85} = 39,5$
Уставка коэффициента торможения	$K_{торм.чувс}, \%$	40
Уставка второй точки излома	$I_{т2чувс} / I_{ном}$	2
Уставка блокировки по второй гармонике	$I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$	0,15

Таблица 7.3 – Расчет уставок грубой тормозной характеристики

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение
Ток небаланса	$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$

Продолжение таблицы 7.3

Уставка срабатывания	$I_{\Delta 1.чувс} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	$1,2 \cdot 0,37 = 0,44$
Базовая уставка срабатывания	$I_{\Delta 1.чувс} / I_{баз}$	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$\sqrt{1 - 0,37} = 0,79$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч}}{K_{сн.т}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,37}{0,79} = 56$
уставка коэффициента торможения	$K_{торм.чувс}, \%$	56
Уставка второй точки излома	$I_{т2чувс} / I_{ном}$	2

Выберем уставки дифференциальной отсечки ДЗТ-1.

Таблица 7.4 – Расчет уставок дифференциальной защиты

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение
		Низкая сторона
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{кз.внеш.макс} = \frac{I_{кз}}{I_{ном}}$	$\frac{4300}{161} = 26,7$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{нб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{кз.внеш.макс}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 26,7 = 19$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{диф} / I_{баз} \geq I_{нб}$ $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	19

Продолжение таблицы 7.4.

Уставка	$I_{\text{диф.чувс}} / I_{\text{баз}}$ $I_{\text{диф.зруб}} / I_{\text{баз}}$	19

Произведем расчет коэффициента чувствительности для грубых уставок.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{\text{сз}} = I_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{I_{\text{д1зруб}}}{I_{\text{ном}}} \right)$$

$$I_{\text{сз}} = 161 \cdot 0,5 = 80,5 \text{ A}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6050}{80,5} = 75$$

Полученный коэффициент полностью удовлетворяет условиям, приведенным в методике расчета [17].

8 Выбор оперативного тока

Руководствуясь нормами технологического проектирования подстанций, для реконструируемой подстанции выбираем оперативный постоянный ток. Система оперативного постоянного тока имеет такие преимущества, как независимость от режима работы силовой сети, простота и надежность.

Для системы оперативного постоянного тока были выбраны 2 аккумуляторные батареи типа 7 GroE 700 classic производства Exide Technologies, которые состоят из 120 элементов.

Таблица 8.1 – Основные параметры аккумуляторной батареи

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	7 GroE 700 classic
Напряжение, В	2
Емкость, А·ч	700
Внутреннее сопротивление, мОм	0,242
Ток короткого замыкания, А	8487
Количество пар полюсов	2

Выбранная аккумуляторная батарея высокоэффективна и надежна, работает как с отечественным, так и с зарубежным оборудованием, а также имеет долгий срок службы – 25 лет.

9 Собственные нужды подстанции

Питание потребителей собственных нужд подстанции «Веселовка» будет осуществляться от двух трансформаторов собственных нужд.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов собственных нужд

Наименование потребителя собственных нужд подстанции	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов подстанции 32 МВА
Устройства охлаждения трансформаторов	16
Питание РПН трансформаторов	2,2
Подогрев выключателей и приводов	8,2
Подогрев разъединителей и приводов	5,6
Шкаф КРУ	10,0
Освещение и обогрев КРУ	34
Шкаф АВР	1,5
Освещение ОРУ	10,4
Сеть аварийного освещения	2,2
Подогрев релейного шкафа	1,0
Звуковая сигнализация	0,1
Заряд и обогрев шкафов аккумуляторных батарей	45,0
Итого	136,2

Определим расчетную активную мощность на один ТСН:

$$S_{Т.с.н} = 0,7 \cdot \sum P_{с.н}$$

$$S_{Т.с.н} = 0,7 \cdot 136,2 = 95,3$$

На основании вышеизложенных данных для обеспечения собственных нужд подстанции по каталогу [6] выбираем два трансформатора 2хТЛС-100/10 кВ.

10 Расчет защитного заземления

«Любая электроустановка имеет металлические части, не находящиеся под напряжением, поэтому для предотвращения нанесения электрических травм необходима установка устройств защитного заземления. Заземлением называется специальное соединение металлических частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением, с землей» [7].

Для реконструируемой подстанции будет выполнено общее заземляющее устройство, представляющее собой наружный контур из вертикальных и горизонтальных заземлителей. Данные для расчета защитного заземления сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Необходимые данные для расчета защитного заземления

Наименование параметра	Значение параметра
Площадь подстанции $S_{пс}$, м ²	36 × 40
Плотность грунта ρ , Ом · м	1
Время срабатывания релейной защиты $t_{с.з}$, с	0,01
Время отключения выключателя $t_{о.в}$, с	0,03
Ток замыкания на землю при однофазном коротком замыкании $I^{(1,1)}$, кА	4,3

Для $\tau = t_{с.з} + t_{о.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с по [4] наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{доп.пр} = 500$ В.

Рассчитаем коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{пр} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_v \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}},$$

где M – коэффициент, зависящий от плотности грунта (при $\rho = 1$, $M = 0,5$);

$l_v = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$L_r = 340$ м – длина горизонтального заземлителя;

$a = 8,5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 1440$ м² – площадь заземляющего устройства;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q (1000 Ом) и сопротивлению растекания тока от ступени R_c (для чернозема – 30 Ом·м):

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 30} = 0,97$$

$$k_{np} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 340}{8,5 \cdot \sqrt{1440}} \right)^{0,45}} = 0,22$$

Найдем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{дон.нр}}{k_{np}}$$

$$U_3 = \frac{500}{0,22} = 2273 \text{ В}$$

Полученное значение напряжения на заземлителе удовлетворяет условию $U_3 = 2273 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$.

Найдем сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I^{(1,1)}}$$

$$R_{з.дон} = \frac{2273}{4300} = 0,53 \text{ Ом}$$

Устройство заземлителя представим в виде квадратной модели, сторона которой равна:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1440} = 37,95 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_e}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1$$

$$m = \frac{340}{2 \cdot 38} - 1 \approx 4$$

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1)$$

$$L_2 = 2 \cdot 38 \cdot (4+1) = 380 \text{ м}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}$$

$$b = \frac{38}{4} = 9,5 \text{ м}$$

Количество вертикальных заземлителей, располагающихся по контуру равно:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_6}$$

$$n_6 = \frac{38 \cdot 4}{5} = 30,4 \approx 30$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6$$

$$L_6 = 5 \cdot 30 = 150 \text{ м}$$

Общая глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{38} = 0,15 \leq 0,1$$

Следовательно, по [4]:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,15 = 0,32$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}$$

$$R_3 = 0,32 \cdot \frac{20}{38} + \frac{20}{340 + 150} = 0,21 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивления сложного заземлителя удовлетворяет условию $R_3 = 0,21 \text{ Ом} \leq R_{3, \text{дон}} = 0,53 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения равно:

$$U_{np} = k_{np} \cdot I^{(1,1)} \cdot R_3$$

$$U_{np} = 0,22 \cdot 4300 \cdot 0,21 = 199,7 \text{ В}$$

Значение напряжения прикосновения получилось меньше
максимального допустимого напряжения прикосновения

$$U_{np} = 199,7 \text{ В} \leq U_{np, доп} = 500 \text{ В}.$$

11 Расчет молниезащиты

Максимальная высота зоны молниеотвода:

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

$$h_0 = 0,8 \cdot 35 = 28 \text{ м}$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)) \cdot h$$

$$r_0 = (0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (35 - 30)) \cdot 35 = 27,75 \text{ м}$$

Радиус защиты на высоте защищаемой подстанции:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}$$

$$r_x = \frac{27,75 \cdot (28 - 11,35)}{28} = 16,5 \text{ м}$$

Максимальное расстояние между молниеотводами:

$$L_{\max} = (4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)) \cdot h$$

$$L_{\max} = (4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (35 - 30)) \cdot 35 = 165,6 \text{ м}$$

Максимальное расстояние до центра между двумя молниеотводами:

$$L_c = (2,25 - 0,0107 \cdot (h - 30)) \cdot h$$

$$L_c = (2,25 - 0,0107 \cdot (35 - 30)) \cdot 35 = 76,9 \text{ м}$$

Высота средней части двойного стержневого молниеотвода:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0$$

$$h_c = \frac{165,6 - 77}{165,6 - 76,9} \cdot 28 = 27,9 \text{ м}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}$$

$$r_{cx} = \frac{27,75 \cdot (27,9 - 11,35)}{28,3} = 16,2 \text{ м}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривалась реконструкция уже существующей электрической части понизительной подстанции «Веселовка» 110/10 кВ, находящаяся в городе Пенза. При анализе текущего состояния реконструируемого объекта было выявлено, что у подстанции имеется дефицит мощности и, технический ресурс высоковольтного оборудования исчерпан, также в городе ведется активное строительство новых объектов. Все эти факторы послужили для рассмотрения реконструкции данной подстанции.

Согласно заявленной по техническому заданию мощности был произведен расчет ожидаемых электрических нагрузок и составлен график полной мощности подстанции. По полученной максимальной мощности подстанции были выбраны два ближайших и больших по мощности трансформаторов. По технико-экономическому расчету был выбран трансформатор типа ТРДН-32000/110/10 кВ.

По утвержденному стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» для обеспечения надежной и эффективной работы подстанции была выбрана типовая схема РУ для 110 кВ – 110-4Н, для РУ 10 кВ – схема с двумя секционированными системами шин. Такая схема выбиралась из соображений применимости с трансформаторами с расщепленными обмотками для ограничения токов короткого замыкания и отдельного питания нагрузок. Для выбранной схемы был произведен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, с помощью которых было выбрано и проверено оборудование, устанавливаемое на высокую и низкую стороны подстанции, а именно: силовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, гибкие шины.

Защита силовых трансформаторов осуществляется на базе современного микропроцессорного блока защиты Сириус-ТЗ. Для выбранного блока были рассчитаны уставки по методике производителя данного оборудования. На основе выбранного оборудования была

определена потребляемая мощность на собственные нужды подстанции и выбраны, соответствующие ей, трансформаторы собственных нужд. Для системы оперативного постоянного тока были современные аккумуляторные батареи.

Последним этапом реконструкции подстанции являлся расчет общего заземляющего устройства, представляющее собой наружный контур из вертикальных и горизонтальных заземлителей, и расчёт зона молниезащиты при помощи двух стержневых молниеотводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Карманова Т.Е. Приемники и потребители электрической энергии систем электроснабжения : учеб. пособие. Архангельск. : САФУ имени М.В. Ломоносова, 2015. 120 с.
2. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 448 с.
3. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ : учеб. Пособие. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.
4. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти : ТГУ, 2015. 124 с.
5. Каталог электрооборудования [Электронный ресурс] производитель электротехнического оборудования «Тольяттинский трансформатор» от 1.07.2018. URL – <http://www.transformator.com.ru> (дата обращения: 08.03.2019).
6. Каталог электрооборудования [Электронный ресурс] производитель электротехнического оборудования «Самара Электрощит» от 1.07.2015. URL – <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv> (дата обращения: 19.04.2019).
7. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. Оренбург : ОГУ, 2016. 111 с.
8. Крючков И.П., Неклепаев Б.Н. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М. : Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.
9. Сибиркин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда : Инфра-Инженерия, 2013. 471 с.

10. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В., Электрооборудование электрических станций и подстанций. М. : Академия, 2013. 448 с.
11. Хавроничев С.В. Расчёт токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. пособие. Волгоград : ИУНЛ ВолгГТУ, 2014. 56 с.
12. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality Analysis: In-ternational Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 5, 2017.
13. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. New York City : McGraw-Hill Professional Publishing, 2016. 306 p.
14. Ezzati H.R., Varjani A.Y. Design an Automatic Gain Adjustment for Shunt Active Power Filter Based on Total Harmonic Distortion Control for Harmonic Propagation Damping: International Journal of Emerging Electric Power Systems. Berlin/Boston, 2017. 516 p.
15. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. 704 с.
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
17. Расчет уставок ДЗТ на терминале Сириус-Т3. URL <https://raschet.info/raschet-ustavok-dzt-na-terminale-sirius-t3/> (дата обращения 20.05.2019).
18. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., Gonzalez-Perez J. Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System: Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol. 6, No. 5, 2016. 1517 p.

19. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М. : Издательство МЭИ, 2004. 41 с.

20. Zabihinejad A., Viarouge P. Optimal Design of Coupled Inductors of High Power Modular Multilevel Converter Using a Novel Hybrid Model: International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017.