

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства ЗРУ 10 кВ
ПС «МИС»

Студент

А.Р. Нагиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(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)

« » 2017 г.

Тольятти 2017

АННОТАЦИЯ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы реконструкции и модернизации главной понизительной подстанции 110/10/6 кВ «МИС» г. Тольятти, а именно ее электрической части 10 кВ.

В ходе выполнения работы были произведены: расчет нагрузок подстанции; расчет силовых трансформаторов с выбором числа и мощности, их технико-экономический расчет; рассчитаны токи КЗ; произведен выбор электрического оборудования на стороне среднего напряжения; рассчитана релейная защита; рассчитана система собственных нужд; разработана система оперативного тока, система заземления и молниезащита;

Выпускная квалификационная работа, выполненная в объеме 60 страниц, содержит 3 рисунка, 18 таблиц.

ABSTRACT

The graduation project "Reconstruction of electrical equipment and electrical facilities to 10 kV closed distribution unit on the MIS substation" consists of an explanatory note on 60 pages. The explanatory note includes 3 figures, 18 tables. Also the graduation project has the graphic part on 6 A1 sheets.

The object of this thesis is MIS step-down substation. This substation has voltage of 110/10/6 kV, consists of 110 kV switchyard and two closed distributive units (6 and 10 kV).

The author dwells to 10 kV closed distributive unit. The most part of electrical equipment have been working since 1970 year and now it is obsolete and needs an upgrade. In this graduation project we calculate total load on this substation, make the annual graphic of loads, make the technical and economic selection of transformers and calculate the currents of short circuits. Further we select the most modern and optimal equipment: circuit-breakers, switchgear cell, current transformers, voltage transformers, overvoltage limiter, outgoing cables. Also we calculate relay protection (specifically transformer differential protection), lightning protection and ground system.

Overall, due to reconstruction of electrical equipment to 10 kV closed distributive unit, MIS power supply substation will become more reliable and profitable because new equipment is more stable in emergency situation.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1. Краткая характеристика объекта проектирования	7
2 Расчет нагрузок подстанции МИС.....	8
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции «МИС».....	12
3.1 Технико – экономический расчет ТДТН 40/110/10/6 кВ.....	13
3.2 Технико – экономический расчет ТДТН 63/110/10/6 кВ.....	19
4 Расчет токов короткого замыкания.....	24
4.1 Расчет токов КЗ в точке К1.....	26
4.2 Расчет токов КЗ в точек К2.....	28
5 Выбор электрооборудования.....	28
5.1 Выбор ячейки ЗРУ 10 кВ.....	28
5.2 Выбор выключателей.....	29
5.3 Выбор трансформатора тока	30
5.4 Выбор трансформатора напряжения.....	34
5.5 Выбор ОПН.....	35
5.6 Выбор отходящих кабельных линий.....	35
5.7 Выбор токопроводов внутри подстанции.....	38
6 Выбор релейной защиты.....	40
6.1 Защита силовых трансформаторов ТДТН 40000/115/11/6,6 кВ.....	41
6.2 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2.....	43
6.3 Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1.....	44
7 Собственные нужды подстанции.....	46
8 Система оперативного тока.....	47
9 Расчет системы заземления.....	48
10 Молниезащита подстанции.....	52
10.1 Расчет одиночных молниеотводов.....	52
10.2 Расчет двойных молниеотводов.....	53

Заключение.....	56
Список использованных источников.....	57
Приложение А.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетической отрасли является важным и значимым аспектом в жизнедеятельности каждого государства, поскольку затрагивает работу наиболее значимых экономических, промышленных и производственных секторов.

На данный момент немалая часть оборудования, установленного в системах выработки, передачи и распределения электроэнергии, нуждается в модернизации либо замене на новые, более современные аналоги. Для решения данной задачи необходимо иметь сведения о новом, современном электрооборудовании, его технических и эксплуатационных характеристиках как в РФ, так и за ее рубежом.

Подстанция «МИС» оснащена оборудованием, изготовленным в 1970-х годах, которое функционирует и по сей день. Данные типы оборудования уже отработали свой срок, установленный заводом-изготовителем, и нуждаются в замене. Кроме того, устаревшее оборудование неудобно в эксплуатации, имеет повышенную пожаро-взрывоопасность, а также повышенную аварийность, что сказывается на надежности электроснабжения.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось увеличение экономической эффективности подстанции «МИС» и повышение надежности электроснабжения потребителей.

1 Краткая характеристика объекта проектирования выпускной квалификационной работы

Подстанция «МИС» 110/10/6 кВ находится в Комсомольском районе г. Тольятти. Была разработана и введена в эксплуатацию в 1971г. Изначально подстанция предназначалась для питания уникального и единственного в мире Мощного Испытательного Стенда (МИС), на котором проводились полномасштабные длительные испытания высоковольтного оборудования. В 1990-е годы деятельность стенда прекратилась, но подстанция функционирует и по сей день. Она обеспечивает электроэнергией Комсомольский район. Основная часть потребителей относится ко II категории электроснабжения, также присутствует немалая часть потребителей I категории.

Питание подстанции «МИС» осуществляется от подстанции 220/110/10 кВ «Левобережная» по двухцепным воздушным линиям 110 кВ. Распределительное устройство 110 кВ является открытым и выполнено по упрощенной схеме двух блоков «линия-трансформатор» с перемычкой на стороне линии. На данный момент подстанция МИС функционирует с двумя силовыми трансформаторами ТДТН-115/11/6,6 – 40 000 кВА. В цепях трансформатора и перемычки установлены масляные выключатели МКП-110.

Распределительные устройства 6 и 10 кВ установлены закрыто, оборудование расположено в ячейках серии К-12. На сторонах среднего и низкого напряжений установлена одинарная система шин с вакуумными выключателями ВБЭС-7-10. Режим работы трансформаторов – раздельный.

На подстанции «МИС» за 2015 год было зарегистрировано порядка 17 аварийных случаев, 16 из которых произошли в результате коротких замыканий на кабельных линиях. В связи с этим считаю целесообразным проведение реконструкции подстанции с целью. Повышения надежности электроснабжения.

2 Расчет нагрузок подстанции «МИС»

Подстанция «МИС» является тупиковой, в число ее потребителей входят торговые сети, общеобразовательные и медицинские учреждения, жилищно-бытовые нагрузки, а также такие крупные предприятия, как «ЗАО ВАИнтерсервис», пекарня с элеватором, речной порт Тольятти, кабельное телевидение Комсомольского района.

Для расчета нагрузок подстанции «МИС» были получены ведомости суточных максимумов нагрузок за летний и зимний сезоны. Из них был получен годовой график нагрузок, представленный ниже:

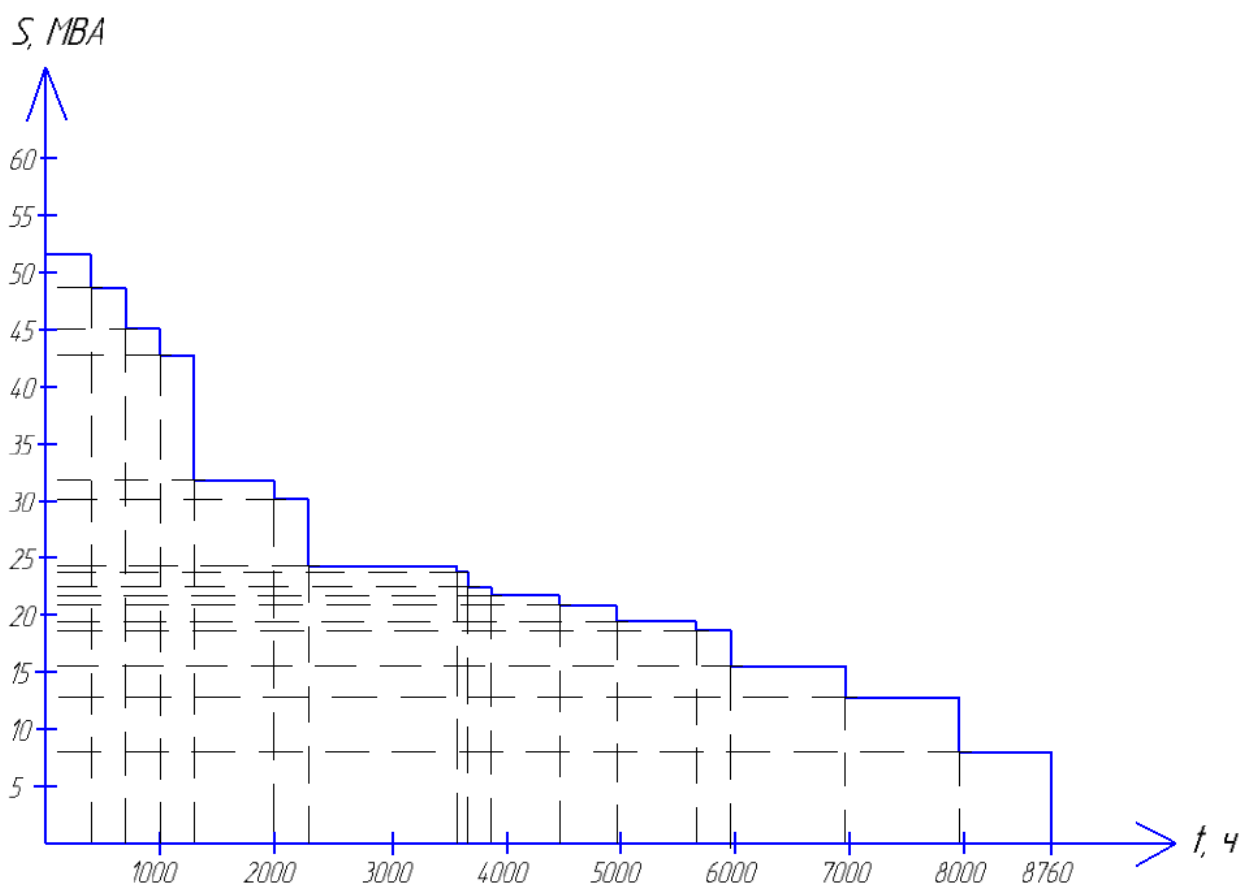


Рисунок 1 – График годовой нагрузки подстанции

По имеющемуся графику годовой нагрузки определяется мощность по отдельным потребителям и для всей подстанции.

Полная мощность отдельного потребителя:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos \varphi_{in}}, \quad (2.1)$$

где P_{in} - наибольшая активная мощность, которую может потребить приемник электроэнергии, кВт.

Полная мощность потребителя 6 кВ, Т-1:

$$S_{6кВ,Т-1} = \frac{9,72}{0,89} = 10,92 \text{ МВА}, \quad (2.2)$$

Полная мощность потребителя 6 кВ, Т-2:

$$S_{6кВ,Т-2} = \frac{11,52}{0,91} = 12,67 \text{ МВА}, \quad (2.3)$$

Полная мощность потребителя 10 кВ, Т-1:

$$S_{10кВ,Т-1} = \frac{5,4}{0,99} = 5,45 \text{ МВА}, \quad (2.4)$$

Полная мощность потребителя 10 кВ, Т-2:

$$S_{10кВ,Т-2} = \frac{6}{0,96} = 6,25 \text{ МВА}, \quad (2.5)$$

Полная мощность потребителя 6,10 кВ в виде дополнительной нагрузки:

$$S_{дон} = \frac{20}{0,96} = 20,83 \text{ МВА}, \quad (2.6)$$

Далее необходимо определить потребление электроэнергии на каждой стороне по формуле $W = \sum_{i=1}^K P_{in} \cdot t_{in}$, где P_{in} - активная мощность, которая потребляется на определенной ступени графика нагрузок, МВт; t_{in} - продолжительность нагрузки данной ступени, ч.

Потребляемая электроэнергия за год на стороне 6 кВ, Т-1:

$$W_{6кВ, Т-1} = 9,24 \cdot 565 + 8,37 \cdot 800 + 7,46 \cdot 1365 + 6,53 \cdot 2615 + 5,34 \cdot 1130 + 4,41 \cdot 730 + 3,6 \cdot 990 + 2,88 \cdot 365 + 1,08 \cdot 200 = 50690 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.7)$$

Потребляемая электроэнергия за год на стороне 6 кВ, Т-2:

$$W_{6кВ, Т-2} = 10,8 \cdot 400 + 9,54 \cdot 400 + 8,4 \cdot 565 + 7,27 \cdot 1000 + 6,56 \cdot 1165 + 5,4 \cdot 1685 + 4,53 \cdot 2190 + 3,63 \cdot 1025 + 2,7 \cdot 330 = 51425 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.8)$$

Потребляемая электроэнергия за год на стороне 10 кВ, Т-1:

$$W_{10кВ, Т-1} = 5,1 \cdot 400 + 3,6 \cdot 1660 + 3 \cdot 1460 + 2,4 \cdot 2285 + 1,8 \cdot 1990 + 1,2 \cdot 765 + 0,6 \cdot 200 = 22500 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.9)$$

Потребляемая электроэнергия за год на стороне 10 кВ, Т-1:

$$W_{10кВ, Т-2} = 5,72 \cdot 600 + 4,6 \cdot 565 + 3,6 \cdot 930 + 3 \cdot 2190 + 2,4 \cdot 1685 + 1,8 \cdot 2425 + 1,2 \cdot 365 = 24796 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.10)$$

Потребляемая электроэнергия в виде дополнительной нагрузки:

$$W_{доп} = 23 \cdot 400 + 14 \cdot 500 + 8 \cdot 1000 + 5,25 \cdot 1600 + 4,1 \cdot 2000 + 2,5 \cdot 2000 + 1 \cdot 1260 = 47060 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.11)$$

Суммарное значение электроэнергии, потребляемое по подстанции в целом:

$$W_{\text{ПС}} = W_{6\text{кВ},\Gamma-1} + W_{6\text{кВ},\Gamma-2} + W_{10\text{кВ},\Gamma-1} + W_{10\text{кВ},\Gamma-2} + W_{\text{доп}} = 50690 + 51425 + 22500 + 24796 + 47060 = 196471 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad (2.12)$$

Значение продолжительности максимальной годовой нагрузки на подстанции:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{мах}}} = \frac{196471}{53,88} = 3647 \text{ ч}, \quad (2.13)$$

где $P_{\text{мах}}$ - максимальная потребляемая мощность по подстанции, МВт;

$W_{\text{ПС}}$ - максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции, МВт·ч.

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_{\text{м}}}{8760} = \frac{3647}{8760} = 0,42, \quad (2.14)$$

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции МИС

Выбор числа трансформаторов зависит от категории надежности потребителей. Один трансформатор устанавливается в том случае, когда подстанция питает потребителей II и III категории надежности. Для потребителей I и II категории сооружается двухтрансформаторная подстанция. Наличие двух силовых трансформаторов позволяет не допустить перерыв в электроснабжении ответственных потребителей. Поскольку подстанция «МИС» питает потребителей I и II категории надежности, к установке принимаются два трансформатора [1].

Выбор мощности трансформаторов производится по технико-экономическому расчету, в котором учитываются потери в трансформаторах, их стоимость, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание и т.д. Также стоит учитывать и кратковременные перегрузки, они не должны превышать 40% от номинальной мощности трансформатора.

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{max.ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)} = \frac{56,12 \cdot 0,65}{1,4 \cdot (2-1)} = 26058 \text{кВА}, \quad (3.1)$$

при этом

$$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi} = 56,12 \text{МВА}, \quad (3.2)$$

где $K_{1-2} = 0,65$ - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории,

$K_{\text{пер}} = 1,4$ - коэффициент приближенно допустимой перегрузки трансформатора

По номинальным значениям мощности трансформаторов больше всего подходит 40 МВА и 63 МВА, следовательно, для дальнейшего расчета выбираем два трансформатора:

- 1) ТДТН-40000/110/10/6
- 2) ТРДН-63000/110/10/6

Необходимые для расчетов справочные данные сведены в таблицу 3.1:

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформаторов

Тип Тр-ра	Sном, МВА	Напряжение, кВ			Потери, кВт		Uк %			Ix %	Цена тыс.руб.
		ВН	СН	НН	Pх	Pк	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН		
ТДТН 40/110/10/6	40	115	11	6,6	50	220	10,5	17	6	0,9	9423
ТДТН 63/110/10/6	63	115	11	6,6	45	270	10,5	8	7	0,28	12877

3.1 Технико – экономический расчет ТДТН 63/110/10/6 кВ

Приведенные потери мощности определяются по формуле:

$$P_M = P'_x + K_{3В}^2 \cdot P_{кв} + K_{3С}^2 \cdot P_{нс} + K_{3Н}^2 \cdot P_{нн}, \quad (3.3)$$

где P'_x - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме хх, кВт.

$P_{нв}, P_{нс}, P_{нн}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме КЗ на соответствующих обмотках.

$K_{3в}, K_{3с}, K_{3н}$ - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора.

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме ХХ:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.4)$$

$$Q_x = \frac{0,28}{100} \cdot 63000 = 176,4 \text{ квар},$$

где I_x - ток XX трансформатора %;

$S_{\text{ном.Т}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме хх:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_k, \quad (3.5)$$

$$P'_x = 45 + 0,05 \cdot 176,4 = 53,82 \text{ кВт},$$

где $K_{un} = 0,05$ - коэффициент измерения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания;

P_x - потери активной мощности трансформатора в режиме ХХ, кВт.

Далее следует расчет приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме КЗ для каждой обмотки:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{un} \cdot Q_{кв} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,6 \text{ кВт}, \quad (3.6)$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{un} \cdot Q_{кс} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ кВт}, \quad (3.7)$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{un} \cdot Q_{кн} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 363,4 \text{ кВт}, \quad (3.8)$$

где $P_{н.в.}, P_{н.с.}, P_{н.н.}$ - потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% нагрузке на них. Определяются по следующей формуле:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 270 = 135 \text{ кВт}. \quad (3.9)$$

Потери реактивной мощности определяются следующим образом:

$$Q_{кв} = \frac{U_{XB}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ квар}, \quad (3.10)$$

$$Q_{кс} = \frac{U_{XC}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар}, \quad (3.11)$$

$$Q_{кн} = \frac{U_{XH}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ квар}, \quad (3.12)$$

где $U_{кв}, U_{кс}, U_{кн}$ - напряжения КЗ на каждой обмотке. Определяются следующими выражениями:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 7) = 10,75 \quad (3.13)$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0, \quad (3.14)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25 \quad (3.15)$$

Далее следует расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора на каждом классе напряжения:

$$K_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{56120}{2 \cdot 63000} = 0,45, \quad (3.16)$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{НОМ.Т}} = \frac{19270}{2 \cdot 63000} = 0,15, \quad (3.17)$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{36850}{2 \cdot 63000} = 0,29, \quad (3.18)$$

где S_B, S_C, S_H - максимальная потребляемая полная мощность потребителя на каждой стороне, кВА.

Определяются потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki.Bi} + \Sigma \Delta W_{ki.ci} + \Sigma \Delta W_{ki.Hi} = \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{KB} \cdot K_{3,Bi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{KC} \cdot K_{3,Ci}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{KH} \cdot K_{3,Hi}^2 \cdot T_i \right), \quad (3.19)$$

где i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i - число трансформаторов на подстанции, которые находятся на i -й ступени годового графика нагрузки

T_i - продолжительность нагрузки i -й ступени, час.

Все расчеты сведены в таблицу 2.

Таблица 3.2 – Расчет потерь в ТДТН 63/110/10/6 кВ

i	S _{вi}	S _{сi}	S _{нi}	N _i	T _i ,ч	ΔW, кВт	K _{звi}	K _{зсi}	K _{знi}	ΔW _{квi}	ΔW _{ксi}	ΔW _{кнi}
1	56120	19270	36850	2	400	43056	0,445	0,153	0,292	18757	632	6197
2	48330	16130	32200	2	200	21528	0,384	0,13	0,256	6983	228	2382
3	45060	12680	32200	2	300	32292	0,358	0,128	0,256	9105	332	3572
4	42980	10780	32200	2	300	32292	0,341	0,086	0,256	8261	150	3572
5	31690	10780	20900	2	700	75348	0,252	0,086	0,166	10526	350	3505
6	30730	9820	20900	2	300	32292	0,244	0,078	0,166	4229	123	1502
7	24750	8070	16680	2	1300	139932	0,196	0,064	0,132	11826	359	4116
8	24350	7670	16680	2	100	10764	0,193	0,061	0,132	882	25	317
9	23700	7020	16680	2	200	21528	0,188	0,056	0,132	1674	42	633
10	22900	7020	15880	2	600	64584	0,182	0,056	0,126	4706	127	1731
11	22300	6420	15880	2	400	43056	0,177	0,051	0,126	2968	70	1154
12	19070	6420	12650	2	700	75348	0,151	0,051	0,1	3779	123	1272
13	18520	5870	12650	2	300	32292	0,147	0,047	0,1	1535	45	545
14	15860	4360	11500	2	1000	107640	0,126	0,035	0,091	3759	83	1504
15	12800	4360	8440	2	1000	107640	0,102	0,035	0,067	2464	83	816
16	7170	2540	4630	2	960	103334	0,06	0,02	0,037	818	26	239
					8760	942926				92273	2768	33057

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{\text{X}} + \Delta W_{\text{кВі}} + \Delta W_{\text{ксі}} + \Delta W_{\text{кні}} = 942926 + 92273 + 2768 + 33057 = 1071024 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.20)$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 1071024 \cdot 2,49 = 2666850 \text{ руб}, \quad (3.21)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которая определяется по следующей формуле:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{M}}} + \beta = \frac{4715}{3647} + 1,2 = 2,49 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.22)$$

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

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком по Самарской области [16].

Затраты на эксплуатацию трансформатора определяем из следующего выражения:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 12877000 \cdot 0,094 = 1210438 \text{ руб}, \quad (3.23)$$

где $P_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на силовое оборудование;

K – капитальные затраты на оборудование подстанции (в данном случае учитывается только стоимость трансформатора).

Далее определяются приведенные затраты:

$$З_{ПП} = E_H \cdot K + I_{\text{Э}} + I_0, \quad (3.24)$$

$$З_{ПП} = 0,15 \cdot 12877000 + 2666850 + 1191638 = 5808838 \text{ руб.}$$

Итак, приведенные затраты для силового трансформатора ТДТН 63/110/10/6 составили 5808838 р.

3.2. Вариант расчета подстанции с двумя трансформаторами ТДТН 40 000/110/10/6

Процесс расчета подстанции с силовым трансформатором ТДТН 40 000/110/10/6 аналогичен расчету подстанции с силовым трансформатором ТДТН 63000/110/10/6.

Определим приведенные потери мощности:

$$P_M = P_X + K_{3в}^2 \cdot P_{кв} + K_{3с}^2 \cdot P_{кс} + K_{3н}^2 \cdot P_{кн}. \quad (3.25)$$

Затем определим потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,9}{100} \cdot 40000 = 360 \text{ квар}. \quad (3.26)$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме хх:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_k = 50 + 0,05 \cdot 360 = 68 \text{ кВт}, \quad (3.27)$$

Далее рассчитаем приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме КЗ для каждой обмотки:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{un} \cdot Q_{кв} = 110 + 0,05 \cdot 4300 = 325 \text{ кВт}, \quad (3.28)$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{un} \cdot Q_{кс} = 110 + 0,05 \cdot 0 = 110 \text{ кВт}, \quad (3.29)$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{un} \cdot Q_{кн} = 110 + 0,05 \cdot 2500 = 235 \text{ кВт}, \quad (3.30)$$

где $P_{н.в.}, P_{н.с.}, P_{н.н.}$ - потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% нагрузке на них. Определяются по следующей формуле:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 220 = 110 \text{ кВт}. \quad (3.31)$$

Далее определим потери реактивной мощности:

$$Q_{кв} = \frac{U_{хв}}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар}, \quad (3.32)$$

$$Q_{кс} = \frac{U_{хс}}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар}, \quad (3.33)$$

$$Q_{кн} = \frac{U_{хн}}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{6,25}{100} \cdot 40000 = 2500 \text{ квар}, \quad (3.34)$$

где $U_{кв}, U_{кс}, U_{кн}$ - напряжения КЗ на каждой обмотке. Определяются следующими выражениями:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75, \quad (3.35)$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0, \quad (3.36)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25. \quad (3.37)$$

Далее следует расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора на каждом классе напряжения:

$$K_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.т}} = \frac{56120}{2 \cdot 40000} = 0,7, \quad (3.38)$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{НОМ.Т}} = \frac{19270}{2 \cdot 40000} = 0,24, \quad (3.39)$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{36850}{2 \cdot 40000} = 0,46. \quad (3.40)$$

Определяются потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki.Bi} + \Sigma \Delta W_{ki.ci} + \Sigma \Delta W_{ki.Hi} = \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{КВ} \cdot K_{з,Ви}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{КС} \cdot K_{з,Сi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{КН} \cdot K_{з,Hi}^2 \cdot T_i \right), \quad (3.41)$$

где i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i - число трансформаторов на подстанции, которые находятся на i -й ступени годового графика нагрузки,

T_i - продолжительность нагрузки i -й ступени, час.

Все расчеты сведены в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 – Расчет потерь в ТДТН 40000/110/10/6 кВ

i	S _{вi}	S _{сi}	S _{нi}	N _i	T _i ,ч	ΔW, кВт	K _{звi}	K _{зсi}	K _{знi}	ΔW _{квi}	ΔW _{к сi}	ΔW _{кн i}
1	56120	19270	36850	2	400	54400	0,7	0,24	0,46	31986	1276	9972
2	48330	16130	32200	2	200	27200	0,6	0,2	0,4	11861	447	3807
3	45060	12680	32200	2	300	40800	0,56	0,16	0,4	15465	414	5710
4	42980	10780	32200	2	300	40800	0,54	0,13	0,4	14071	299	5710
5	31690	10780	20900	2	700	95200	0,4	0,13	0,2	17849	699	5613
6	30730	9820	20900	2	300	40800	0,38	0,12	0,2	7193	248	2405
7	24750	8070	16680	2	1300	176800	0,31	0,1	0,21	20219	727	6640
8	24350	7670	16680	2	100	13600	0,3	0,1	0,21	1505	50	510
9	23700	7020	16680	2	200	27200	0,3	0,09	0,21	2852	84	1021
10	22900	7020	15880	2	600	81600	0,29	0,09	0,2	7989	254	2777
11	22300	6420	15880	2	400	54400	0,28	0,08	0,2	5050	141	1851
12	19070	6420	12650	2	700	95200	0,24	0,08	0,16	6463	247	2056
13	18520	5870	12650	2	300	40800	0,23	0,07	0,16	2612	88	881
14	15860	4360	11500	2	1000	13600	0,2	0,05	0,14	6386	163	2428
15	12800	4360	8440	2	1000	13600	0,16	0,05	0,11	4160	163	1307
16	7170	2540	4630	2	960	130560	0,09	0,03	0,06	1253	53	377
8760						1191360				156920	5360	53074

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 1406715 \cdot 2,49 = 3502720 \text{ руб}, \quad (3.42)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которая определяется по следующей формуле:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{4715}{3647} + 1,2 = 2,49 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.43)$$

где α – ставка за 1 кВт договорной мощности по Самарской области;

β – ставка за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком по Самарской области.

Затраты на эксплуатацию трансформатора определяем из следующего выражения:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 9423000 \cdot 0,094 = 885762 \text{ руб}, \quad (3.44)$$

где $P_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на силовое оборудование;

K – капитальные затраты на оборудование подстанции (в данном случае учитывается только стоимость трансформатора).

Далее определяются приведенные затраты:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I_{\text{Э}} + I_0 = 0,15 \cdot 9423000 + 3502720 + 885762 = 5801932 \text{ руб}$$

Итак, приведенные затраты для силового трансформатора ТДТН 40000 110/10/6 составили 5801932р.

В результате технико-экономического расчета было установлено, что более целесообразным является оставить существующие на подстанции трансформаторы ТДТН-40000, поскольку установка более мощного трансформатора приведет к значительному увеличению капиталовложений.

4 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание – это негативное явление в сетях энергосистемы, при котором токи в токоведущих цепях замыкаются с местом возникновения замыкания без должного сопротивления. При этом токи в системе значительно возрастают, а напряжение падает. Также при этом процессе возникает дуга, термическое воздействие которой пагубно сказывается на электрооборудовании (линии), где произошло короткое замыкание [3].

Как правило, причинами возникновения коротких замыканий являются дефекты в электроустановках и линиях, старение изоляции, ошибочные действия персонала.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора электрооборудования, линий, выбора и расчета уставок релейной защиты и автоматики, а также для примерного представления о возможных аварийных ситуациях в системе.

Для расчета токов КЗ были выбраны точки К1, К2 на I секции шин ЗРУ 10 кВ, изображенные на рисунке 2.

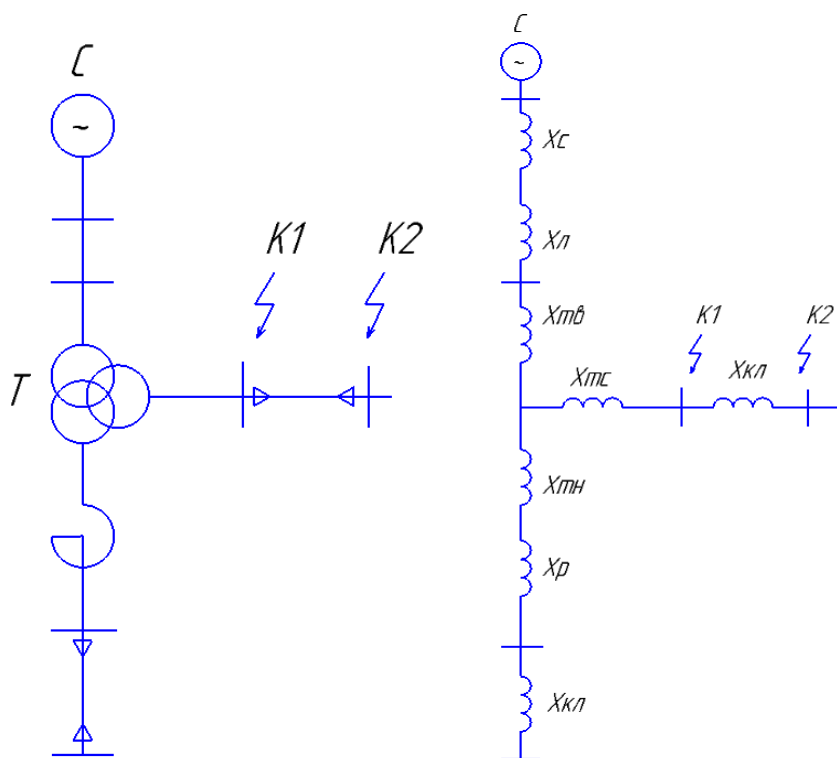


Рисунок 2 – Расчетная и эквивалентная схема замещения электроустановки

Для проверки электрооборудования расчетным током является ток трехфазного КЗ.

Параметры системы: $U_H = 115 \text{ кВ}$, $x_C = 2,25 \text{ Ом}$,

Параметры воздушной линии: $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, $l = 4,5 \text{ км}$, $U_H = 115 \text{ кВ}$,

Параметры кабельной линии: 2×240 , $U_H = 11 \text{ кВ}$, $x_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$, $r_0 = 0,13 \text{ Ом/км}$, $l = 4,5 \text{ км}$

Мощность трансформатора: $S_H = 40 \text{ МВА}$

Базисная мощность принимается равной 1000 МВА .

4.1 Расчет токов КЗ в точке К1

Базисная мощность $S_{\bar{0}} = 1000 \text{ МВА}$.

Сопротивление системы:

$$X_{c,\bar{0}}^* = \frac{S_{\bar{0}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}, \quad (4.1)$$

Сопротивление линии 110 кВ :

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}, \quad (4.2)$$

где X_0 - удельное сопротивление линии 110 кВ .

Сопротивление обмотки трансформатора на высокой стороне:

$$X_{BH} = 0,5 \frac{U_{\bar{0}-\bar{0}} + U_{\bar{0}-\bar{c}} + U_{\bar{c}-\bar{H}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{S_H} = 0,5 \frac{(17 + 10,5 - 6) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,7 \text{ о.е.}, \quad (4.3)$$

Сопротивление обмотки трансформатора на средней стороне:

$$X_{CH} = 0,5 \frac{U_{\text{в-с}} + U_{\text{с-н}} + U_{\text{в-н}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} = 0,5 \frac{(10,5 + 6 - 17) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0,06 \text{ о.е.}, \quad (4.4)$$

Суммарное сопротивление для точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_l + X_{BH} + X_{CH} = 0,25 + 0,13 + 2,7 + 0,06 = 3,14 \text{ о.е.}, \quad (4.5)$$

Далее определяется периодическая слагающая токов КЗ:

$$I_{K1} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot X_{\Sigma K1}} \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3,14} = 16,71 \text{ кА}, \quad (4.6)$$

Мощность короткого замыкания в точке К1:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_{\text{н}} = 1,73 \cdot 16,71 \cdot 11 = 318,4 \text{ МВА}, \quad (4.7)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,7 \cdot 16,71 = 40,2 \text{ кА}, \quad (4.8)$$

где K_y - ударный коэффициент.

Далее определяется действующее значение полного тока КЗ в точке К1:

$$I_{y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 16,71 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 23,51 \text{ кА} \quad (4.9)$$

4.2 Расчет токов КЗ в точке К2

Сопротивление двухцепной кабельной линии 10 кВ:

$$X_{кЛ} = X_0 \cdot l = \frac{0,42 \cdot 4,3}{2} = 0,9 \text{ Ом}, \quad (4.10)$$

Суммарное сопротивление для точки К2 будет определяться следующим образом:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{кЛ} = 3,14 + 0,9 = 4,04 \text{ о.е.}, \quad (4.11)$$

Периодическая слагающая токов КЗ для точки К2:

$$I_{K2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot X_{\Sigma K2}} \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 4,04} = 13 \text{ кА}, \quad (4.12)$$

Мощность короткого замыкания для точки К2:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_{Н} = 1,73 \cdot 13 \cdot 11 = 247,4 \text{ МВА}, \quad (4.13)$$

Ударный ток короткого замыкания для точки К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,7 \cdot 13 = 22,1 \text{ кА}, \quad (4.14)$$

Действующее значение для полного тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 13 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 18,3 \text{ кА}. \quad (4.15)$$

Данные расчетов токов короткого замыкания сведены в таблицу 4:

Таблица 4.1 – Токи трехфазных КЗ на шинах 10 кВ

Точки КЗ	I_K , кА	$i_{y\partial}$, кА	I_y , кА	S_{K3} , МВА
К1	16,71	40,2	23,51	318,4
К2	13	22,1	18,3	247,4

5 Выбор электрооборудования на ЗРУ 10 кВ подстанции «МИС»

Как говорилось ранее, на подстанции «МИС» установлено устаревшее оборудование, срок службы которого уже давно истек. В качестве примера можно привести устаревшие ячейки К12, установленные на подстанции в 1970-е годы. Самый главный недостаток данной ячейки в том, что все отсеки сообщаются друг с другом и при какой-либо аварии она полностью выгорает вместе со всем оборудованием, установленным в ней. На данный момент существуют куда более надежные и новые модели электрооборудования, которые в полной мере соответствуют современным требованиям надежности и безопасности.

Все электрооборудование выбирается по определенным параметрам: номинальное напряжение, номинальный ток, ток отключения, токи термической и динамической стойкости (для выключателей), нагрузка вторичных обмоток (для измерительных трансформаторов). Расчетные параметры сравниваются с паспортными значениями выбираемого оборудования.

5.1 Выбор ячейки ЗРУ 10 кВ

На данный момент существует широкий выбор производителей и типов ячеек. произведя мониторинг возможных вариантов выбираем для установки ячейку КРУ-СЭЩ-70 производства СамараЭлектрощит. Данное комплектное распределительное устройство является самой последней моделью и служит для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630-4000 А частотой 50 Гц [9].

Среди множества преимуществ данного КРУ особенно стоит выделить следующие:

- 1) Ячейка обладает фасадными дверями, которые обеспечивают локализацию возможной аварии;

- 2) Возможность установки любого выключателя по желанию заказчика;
- 3) Удобный релейный шкаф, который вмещает любые схемные решения на микропроцессорах;
- 4) Оснащение всеми необходимыми блокировками от ошибочных действий персонала;
- 5) Наличие двухступенчатой дуговой защиты;
- 6) Наличие системы универсальной комплексной индикации.

Внешний вид ячейки КРУ СЭЩ 70 и ее технические данные представлены в приложении А, рисунок А.1, таблица А.1.

5.2 Выбор выключателей для вводных, секционных и отходящих ячеек

На данный момент в ЗРУ 10 кВ подстанции МИС установлены вакуумные выключатели ВБЭС-7-10. Данная модель выключателя является достаточно современной и обладает всеми требуемыми характеристиками, поэтому их замена на более новые модели нецелесообразна. В связи с этим ниже представлены расчеты, подтверждающие правильность выбора данного типа выключателей на подстанции.

Номинальный ток на стороне 10 кВ определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot 2} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 1051 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Далее следует учесть 40% перегрузку силового трансформатора, определив максимальный , протекающий через выключатель:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 1051 = 1472 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Также выключатель проверяется по току термической стойкости и максимальному значению апериодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, рассчитанного в пункте 4.

Термическая стойкость выключателя рассчитывается по следующей формуле:

$$B_k = (I_{n,o}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a). \quad (5.3)$$

Проверка выключателя ВБЭС-7-10 сведена в таблицу 5.1:

Таблица 5.1 - Проверка выключателя ВБЭС-7-1

Параметр	Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	10	10
По номинальному току	$I_{max} \leq I_{ном}, \text{ А}$	1472	1600
По отключающей способности	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{ном.откл}, \text{ кА}$	16,7	20
По электродинамической стойкости	$i_{уд} \leq i_{пр,с}, \text{ кА}$	40,2	80
По термической стойкости	$B_k \leq I_r^2 \cdot t_{\Sigma}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	20	20

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока проверяются по номинальному напряжению, номинальному току, электродинамической и термической стойкости, а также по нагрузке на вторичную обмотку.

От ячеек ЗРУ 10 кВ отходят кабельные линии, питающие потребителей.

Номинальные значения токов отходящих линий сведены в таблицу 5.2:

Таблица 5.2 – Номинальные токи отходящих линий

Номер ячейки	Номинальный ток, А
47	578
51 (вводная)	2952
53	541
57	178
59	540

Продолжение таблицы 5.2

61 (секционная)	1471
65	166
69	520
71	520
73 (вводная)	2909
77	520
66	240
64	252
62	212
60	250
58	250
56	250
54	250
52	340
50	63
48	91
46	336

После анализа всех возможных вариантов изделий на проверку выбирается трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 со следующими номинальными значениями токов первичной обмотки: $I_{ном} = 3000, 1500, 600, 400, 300, 200$ и 100 А.

Далее трансформатор тока следует проверить по следующим условиям:

1) Электродинамическая стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{пр,с}, \quad (5.4)$$

2) Термическая стойкость:

$$B_K \leq K_T^2 I_{НОМ}^2 \cdot t_T, \quad (5.5)$$

3) Вторичная нагрузка:

$$Z_2 = Z_{НОМ}, \quad (5.6)$$

где Z_2 - значения вторичной нагрузки на трансформатор тока;

$Z_{НОМ}$ - допустимая нагрузка на вторичные обмотки.

Приборы, установленные на стороне 10 кВ и их характеристики сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Приборы, установленные на вторичную обмотку ТТ

Тип приборов	Число	Нагрузка, Spr, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-377	3	0,1	0,1	0,1
СЭТ 4ТМ.02	2	0,65		
Итого		0,68		

Сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_T^2} = \frac{0,68}{25} = 0,09 \text{ Ом}, \quad (5.7)$$

где I_2 - вторичный ток, равный 5А.

Полное вторичное сопротивление:

$$R_{пров} = Z_{НОМ} - R_{приб} - R_K = 1 - 0,09 - 0,1 = 0,81 \text{ Ом}, \quad (5.8)$$

где R_k – сопротивление контактов, принятое 1 Ом.

Сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,81} = 1,5 \text{ мм}^2. \quad (5.9)$$

К установке принимаются медные жилы ближайшего большего номинального значения ($1,5 \text{ мм}^2$). По условию прочности сечение медных жил должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, поэтому к установке принимаются медные жилы со стандартным сечением $2,5 \text{ мм}^2$. Все рассчитанные условия проверки представлены в таблице 5.4:

Таблица 5.4 – Проверка трансформатора тока ТОЛ СЭЦ 10/100

Трансформатор тока ТОЛ СЭЦ 10/100	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{ср.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6,3-10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 91 \text{ А}$	$I_{\text{инно}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 40,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр,с}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,81 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1 \text{ Ом}$

Трансформаторы тока с другими номинальными значениями первичных токов проверяются аналогично и представлены в таблице 5.3:

Таблица 5.5 – Проверка трансформаторов тока с другими номинальными значениями первичных токов

	Паспортные данные ТТ ТОЛ СЭЦ 10						
	63-91	166-178	212-252	336-340	520-578	1471	2909-2952
Номинальный расчетный ток, А							
$U_{\text{ср.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6,3-10,5 \text{ кВ}$						
$I_{\text{ном}} = 91 \text{ А}$	100	200	300	400	600	1500	3000

Продолжение таблицы 5.5

$i_{уд} = 40,2 \text{ кА}$	50	78,8	78,8	99,9	99,9	99,9	99,9
$B_k = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	16	20	31,5	40	40	40	40
$Z_2 = 0,81 \text{ Ом}$	1	1	1	1	1	1	1

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- 1) Номинальное напряжение $U_{ном} \leq U_{ном.ТН}$
- 2) Требуемый класс точности, конструкция, схема соединения обмоток.
- 3) Вторичная нагрузка $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$.

В результате сравнения характеристик существующего ассортимента трансформаторов напряжения к установке был выбран НОЛ-СЭЩ-10 с встроенным предохранительным устройством.

Расчет вторичной нагрузки представлен в виде таблицы 5.6:

Таблица 5.6 – Приборы, подключенные ко вторичной обмотке ТН

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во, шт	Общая потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-777	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
СЭТ 4ТМ.02		0,65	1	0,65
Итого				7,65

Итоговая мощность подключаемых приборов составила 7,65 ВА.

Проверка трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ-10 представлена в таблице 5.7:

Таблица 5.7 - Проверка трансформатора напряжения НОЛ-СЭЦ-10

Параметр	Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
Номинальное первичное напряжение	$U_{ном} \leq U_{ном.ТН}$	10	10
Класс точности		0,2	
Вторичная нагрузка	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$	7,65	10

5.5. Выбор ОПН

На данный момент на подстанции МИС установлены разрядники РВО-10. Они обладают рядом недостатков, таких как высокое минимальное напряжение возникновения разряда, значительное время срабатывания, низкая надежность. Поэтому целесообразнее принять к установке ограничители перенапряжения ОПН-П-10. Он представляет собой колонку варисторов, заключенных в герметичный полимерный корпус, армированный металлическими фланцами. Внешняя изоляция выполнена из кремнийорганической высокомолекулярной резины.

5.6. Выбор отходящих кабельных линий

Отходящие линии выполнены в виде кабелей марки АВБШв (кабель алюминиевый с виниловой изоляцией, броней, изготовленной из двух стальных неоцинкованных лент, шланг из винила); ААШВ (кабель с алюминиевой оболочкой, защитным шлангом из поливинилхлоридного пластика и алюминиевой жилой) и АСБ (кабель со свинцовой оболочкой, броней из двух стальных лент и алюминиевой жилой).[10] Кабели прокладываются в траншее, грунт обладает средней коррозионной активностью.

Выбранные кабели необходимо проверить по следующим условиям:

- 1) Экономическое сечение кабеля:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.10)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток на отходящей линии,

$j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока.

2) Проверка по допустимому току:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{дл.доп}}, \quad (5.11)$$

где I_{max} - максимальный ток на отходящей линии.

Далее следует расчет длительно допустимого тока:

$$I_{\text{дл.доп}} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot I_{\text{дл.доп.каб}} \cdot n, \quad (5.12)$$

где κ_1 - поправочный коэффициент на количество кабелей, проложенных в траншее;

κ_2 - поправочный коэффициент на ток кабеля в зависимости от температуры окружающей среды;

$I_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля (по каталогу);

n - количество кабелей.

3) Проверка по минимальному сечению кабеля, определяется термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}, \quad (5.13)$$

где $B_{\text{к}}$ определяется из следующего выражения:

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (5.14)$$

в котором $T_a = 0,01$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

Время действия РЗ и выключателя

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с} . \quad (5.15)$$

Далее проверим кабельную линию, отходящую от ячейки 47 с номинальным током, равным 578 А.

Экономическое сечение кабеля:

$$S_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}} = \frac{578}{1,4} = 412,9 \text{ мм}^2. \quad (5.16)$$

Для установки был выбран кабель 2хАВБШв 240 с длительно допустимой токовой нагрузкой в 351 А. Так как кабеля отходит два, то номинальный ток уменьшается в 2 раза, таким образом кабель проходит по длительно допустимому току.

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости определяется следующим выражением:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_m} = \frac{\sqrt{16,7^2 \cdot (0,01 + 0,04)}}{90} = 16 \text{ мм}^2. \quad (5.17)$$

Выбранное сечение проходит по термической стойкости, поэтому к установке принимается кабель 2хААБ 240.

Расчет остальных отходящих кабелей производится аналогично и сводится в таблицу 5.8:

Таблица 5.8 – Расчет оставшихся кабелей

Ином,А	$j_{эк}, A/мм^2$	K1	K2	п,шт	$I_{дл.доп.каб}$	Ст	$B_k, A^2 \cdot c$	S_{min}	$S_э$	$S_{каб}$
541,540	1,4	1	1,05	2	314	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	386,4	240
178	1,4	1	1,05	1	192	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	127	95
252	1,4	1	1,05	1	275	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	180	185
166	1,4	1	1,05	1	192	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	119	95
520	1,4	1	1,05	2	314	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	372	240
240	1,4	1	1,05	1	275	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	172	185
212	1,4	1	1,05	1	248	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	152	120
250	1,4	1	1,05	1	275	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	179	185
340	1,4	1	1,05	2	134	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	243	95
63	1,4	1	1,05	1	134	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	45	50
91	1,4	1	1,05	1	134	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	65	50
336	1,4	1	1,05	2	162	90	$13,9 \cdot 10^6$	16	240	95

5.7. Выбор токопроводов внутри подстанции

Все соединения между силовым трансформатором и ЗРУ 10 кВ выполнены гибкими токопроводами, проложенными под землей в специальных тоннелях. Сечения выбираемых проводников должны удовлетворять следующим условиям:

1) Экономическая плотность тока:

$$S_э = \frac{I_{НОМ}}{j_э} = \frac{1051}{1,4} = 751 мм^2, \quad (5.18)$$

2) Длительно допустимый ток из условий нагрева:

$$I_{max} \leq I_{дл.доп}, \quad (5.19)$$

$$523A \leq 610A.$$

3) Термическая стойкость КЗ:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_m} = \frac{\sqrt{16,7^2 \cdot (0,01 + 0,04)}}{90} = 16 \text{ мм}^2. \quad (5.20)$$

Исходя из данных условий к установке принимается провод марки АС 2(240/39).

6 Выбор релейной защиты

Правила устройства электроустановок предписывают наличие следующих защит на подстанции: в качестве защиты силового трансформатора на подстанции устанавливается дифференциальная защита (либо токовая отсечка). Помимо этого для защиты трансформатора должна быть предусмотрена максимальная токовая защита (МТЗ) и газовая защита. Также, если режим работы нейтрали трансформатора заземленный, применяют защиту нулевой последовательности.

Для защиты шин и токопроводов применяется дифференциальная токовая отсечка; двухступенчатая дифференциальная защита; МТО и МТЗ для секционированных шин 6-10 кВ.

Отходящие кабельные линии защищаются токовой отсечкой и минимальной токовой защитой. Также возможна установка защиты от замыканий на землю [5].

Релейная защита и автоматика на подстанции выполняется на базе микропроцессорного устройства Сириус завода-изготовителя ЗАО Радиус. Блоки серии Сириус обладают следующими эксплуатационными возможностями:

Защиты присоединения:

- трехступенчатая МТЗ, направленная и ненаправленная;
- защита от несимметричного режима;
- защита от обрыва фаз;
- контроль цепей напряжения;
- защита от дуговых замыканий;

Противоаварийная автоматика:

- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- однократное и двукратное автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР и ЧАПВ).

Также предусмотрены возможности измерения всех параметров сети, доступных по схеме подключения, технический учет электроэнергии, определение места повреждения при коротком замыкании, учет коммутационного и механического ресурса выключателей, интеграция с АСУ ТП, связь с ПК по USB [6].

6.1 Защита силовых трансформаторов ТДТН 40000/115/11/6,6 кВ подстанции МИС

Номинальный первичный ток на каждой стороне определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}, \quad (6.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном.ср}}$ - номинальное напряжение соответствующей стороны;

Номинальный вторичный ток определяется по выражению:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (6.2)$$

где K_I - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения вторичных обмоток трансформатора тока;

Расчет уставок дифференциальной защиты представлен в таблице 6.1:

Таблица 6.1 - Расчет уставок дифференциальной защиты

Параметр	Обозначение	Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН
Номинальный первичный ток	$I_{\text{ном.перв}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201A$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2102A$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3670A$

Продолжение таблицы 6.1

Коэффициент трансформации	K_I	400/5	3000/5	4000/5
Схема соединения ТТ	Δ, Y (треугольник, звезда)	Δ	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.втор}$	$\frac{201 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,35$	$\frac{2102 \cdot \sqrt{3}}{3000/5} = 3,5$	$\frac{3670 \cdot \sqrt{3}}{4000/5} = 4,59$
Значения уставок	$I_{базСН} \cdot I_{базНН}$ $I_{базВН}$	4,35	3,5	4,59
Группа соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали ТТ)	-	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ (0/1/5/6/7/11)	-	11	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы)	Диапазон значений (0/1/5/6/7/11)	11	11	0
Размах РПН %	Размах РПН	16		

6.2 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая $\Delta U_{\text{рпн}}$ не превышает значения 0,04.

Расчеты дифференциальной защиты ДЗТ-2 представлены в таблице 6.2:

Таблица 6.2 - Расчет дифференциальной защиты ДЗТ-2

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в отн. ед.)	$I_{\text{нб.расч}}^* = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$
Выбранная уставка на срабатывание	Должно выполняться условие $I_{\text{д}} \cdot I_{\text{чувс}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{\text{д}} \cdot I_{\text{чувс}} / I_{\text{баз}}$, диапазон уставки $(0,3-1) \cdot I_{\text{баз}}$	Принимаем 0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}^*}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*}{K_{\text{сн.т}}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,28 / 0,85 = 39,5$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{\text{торм.чувс}}$ %, диапазон уставки (10-100%)	40
Принятое значение второй точки излома	$I_{\text{т2.чувс}} / I_{\text{ном}}$, рекомендуемый диапазон уставки $(1-2) I_{\text{ном}}$	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$, диапазон уставки (0,06-0,2)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,16$.

Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН) представлен в таблице 6.3:

Таблица 6.3 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики:

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в отн. ед.)	$I_{\text{нб.расч}}^* = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4$
Выбор уставки срабатывания	Должно выполняться условие $I_{\text{д}} \cdot I_{\text{чувс}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*$	$1,2 \cdot 0,4 = 0,48$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{\text{д}} \cdot I_{\text{груб}} / I_{\text{баз}}$, диапазон уставки $(0,3-1) \cdot I_{\text{баз}}$	Принимаем 0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}^*}$	$\sqrt{1 - 0,4} = 0,78$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*}{K_{\text{сн.т}}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,4 / 0,78 = 62$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{\text{торм.груб}} \%$, диапазон уставки (10-100%)	62
Принятое значение второй точки излома	$I_{\text{т2.груб}} / I_{\text{ном}}$, рекомендуемый диапазон уставки $(1-2) I_{\text{ном}}$	2

6.3. Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1

Расчет уставок дифференциальной отсечки представлен в таблице 6.4:

Таблица 6.4 - Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
		СН	НН
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{кз.внеш.мак}} \cdot \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}$	1598	960
Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к ном. току тр-ра (в отн.ед.)	$I_{\text{кз.внеш.мак}}^* = \frac{I_{\text{кз.внеш.мак}}}{I_{\text{баз.вн}}}$	$1598/201=7,95$	$960/201=4,78$

Продолжение таблицы 6.4

Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{нб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{кз.внеш.макс}^*$	$1,5(3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 7,95 = 5,96$	$1,5(3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 4,78 = 3,59$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	<p>Должно выполняться условие:</p> $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{нб}$ $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	Принимается значение 6	
Принятое значение уставки	$I_{диф.чувс} / I_{баз} = I_{диф.груб} / I_{баз}$ <p>диапазон уставки</p> $(4-30) I_{баз}$	6	

Согласно правилам устройства электроустановок, коэффициент чувствительности дифференциальной защиты должен составлять не менее 2. Как показывает опыт эксплуатации, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается, поэтому проверка защиты на чувствительность не обязательна.

7 Собственные нужды подстанции МИС

Трансформатор собственных нужд служит для питания электрооборудования на самой подстанции и необходим для ее нормального функционирования.

Выбор трансформатора собственных нужд зависит от суммарной мощности всех потребителей на самой подстанции. Потребители и суммарная мощность сведены в таблицу 7.1:

Таблица 7.1 – Потребляемая мощность на собственные нужды

Электроприемник	Потребляемая мощность, кВт
Охлаждение силового трансформатора	8
Привод РПН	4
Привода выключателей 110 кВ	18
Приводы выключателей 6,10 кВ	35,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	40
Отопление ОПУ	68
Отопление маслохозяйства	35
Отопление ЗРУ 6,10 кВ	30
Освещение ОПУ	2
Освещение ЗРУ 6,10 кВ	10
Освещение подсобных комнат	5
Подогрев релейных шкафов	11
Освещение ОРУ 110 кВ	15
Питание оперативных цепей	2
Итого	283,6

Учитывая коэффициент загрузки ($K_z=0,7$) потребляемая мощность собственных нужд составила: $283,6 \cdot 0,7 = 198,9$ кВт. Исходя из этого было принято заменить существующие ТМ-630 на трансформаторы более низкой ступени по мощности - ТМ-400 кВА.

8 Система оперативного тока на подстанции МИС

Система оперативного тока на подстанции необходима для питания устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, приводов коммутационной аппаратуры, сигнализации и аварийного освещения в нормальных и аварийных режимах.

В случае отключения подстанции от питающего объекта, система оперативного тока обеспечивает электроэнергией подключенных к ней электроприемников и подстанция способна функционировать еще на протяжении определенного времени.

На практике в системах оперативного тока применяют, переменный, постоянный и выпрямленный токи. Также существует смешанная система, при которой могут использоваться одновременно несколько родов тока.

На подстанции МИС к установке была выбрана система оперативного постоянного тока (СОПТ), так как она считается наиболее надежной. СОПТ выполнена стационарными аккумуляторными батареями типа 6V 50PzS 250 LA, производимыми германским концерном EXIDE Technologies. Данная модель аккумуляторных батарей обладает низким газовыделением и сроком службы не менее 15-20 лет. На подстанции МИС оборудована отдельная аккумуляторная комната, в которой на полках расположены аккумуляторные батареи в количестве 101 шт, соединенные последовательно.

9 Расчет системы заземления подстанции МИС

Заземление - это ряд мероприятий, направленных на выравнивание потенциала между токоведущими частями электрооборудования и землей. Заземление необходимо для обеспечения защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током. Согласно ПУЭ заземление является обязательным элементом всех зданий и сооружений на территории подстанции.

Заземление выполняется искусственными и естественными заземлителями. Под естественными заземлителями понимаются конструкции, постоянно находящиеся в грунте. Сопротивление естественного заземлителя (например, железобетонного фундамента здания) никак не регулируется, поэтому такие конструкции нельзя использовать в качестве заземлителя электроустановок. Искусственный заземлитель представляет собой металлические стержни, погруженные в землю и соединенные между собой заземляющим проводником. Сопротивление искусственного заземлителя можно изменять путем добавления новых стержней к уже имеющейся системе заземления [7].

Согласно ПУЭ, сопротивление заземлителя на подстанциях 110 кВ и выше должно составлять 0,5 Ом. На подстанции 110/10/6 кВ МИС заземлитель представляет собой сетку из продольных и поперечных полос, вертикальных стержней и соединяющих их проводников.

Подстанция МИС имеет общую площадь 7752 кв.м. (102x76 м). Грунт принимается за однородную глину с удельным сопротивлением 20 Ом·м. Глубина заложения заземлителей от земли - 0,7 м. Время срабатывания релейной защиты принимается равным 0,1 с. Время отключения выключателя - 0,05 с. Ток трехфазного КЗ равен 16,71 кА.

Коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей вычисляется по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (9.1)$$

$$K_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 1042}{5 \cdot \sqrt{76 \cdot 102}} \right)^{0,45}} = 0,16,$$

где l_B - длина вертикальных заземлителей, м;

L_{Γ} - длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

S – площадь заземляющего устройства, м^2 ;

M – параметр, зависящий от однородности сопротивления верхних и нижних слоев грунта;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека (в расчетах принимается равным 1000 Ом) и сопротивлению растекания тока от ступней, определяется следующим выражением:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (9.2)$$

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

причем $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot r_{\text{в.с}} = 1,5 \cdot 20 = 30$ Ом.

Далее следует рассчитать напряжение на заземлителе (при этом наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр.доп}}$ принимается равным 400 В, так как длительность его воздействия близка к 0,2 с):

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}}, \quad (9.3)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,16} = 2500 \text{ В}.$$

Полученное значение находится в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{102 \cdot 76} = 88 \text{ м.}$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (9.4)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 88 \cdot (5+1) = 1056 \text{ м.}$$

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (9.5)$$

$$m = \frac{1056}{2 \cdot 88} - 1 = 5.$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (9.6)$$

$$b = \frac{88}{5} = 17,6 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{В}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{В}}}, \quad (9.7)$$

$$n_{\text{В}} = \frac{88 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 71 \text{ шт.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot h_B, \quad (9.8)$$

$$L_B = 5 \cdot 71 = 355 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$h_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (9.9)$$

$$h_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,8}{88} = 0,07 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = (0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (9.10)$$

$$A = (0,444 - 0,84 \frac{l_B + 0,8}{88}) = 0,384.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{r_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{r_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B}, \quad (9.11)$$

$$R_3 = 0,384 \frac{20}{88} + \frac{20}{1056 + 355} = 0,1 \text{ Ом.}$$

При этом напряжение прикосновения определяется следующим образом:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (9.12)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,16 \cdot 16710 \cdot 0,1 = 267,4 \text{ В.}$$

Полученное значение входит в пределы допустимого (менее 400В), следовательно, такая система заземления не нуждается в подсыпке гравия и дополнительном регулировании сопротивления.

10 Молниезащита подстанции МИС

Молниезащита - комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, оборудования и материалов от возможных негативных воздействий молнии. Устройство молниезащиты является неотъемлемой и обязательной частью при проектировании строительных объектов.

Вся площадь подстанции должна быть защищена от ударов молний с достаточной степенью надежности. Как правило, такая защита достигается установкой молниеотводов на территории защищаемого объекта. Молниеотвод – это сложный комплекс, состоящий из молниеприемников (те части, которые имеют непосредственный контакт с молнией), токоотводов (часть молниеотвода, которая осуществляет передачу тока молнии от молниеприемника к заземляющему устройству) и заземлителя (системы вертикальных и горизонтальных проводников, имеющих контакт с грунтом). Молниеотводы бывают стержневые и тросовые, отдельностоящие и двойные. Стержневые молниеотводы применяются для защиты зданий и сооружений, тросовые – для защиты линий электропередач и других протяженных объектов.

Расчет молниезащиты на подстанции заключается в расчете зон, защиту которых может обеспечить молниеотвод или группа молниеотводов. Коэффициент надежности защиты во всех расчетах принимается равным 0,9.

10.1 Расчет отдельно стоящих молниеотводов

Защитная зона одиночного молниеотвода представляет собой конус, параметры которого необходимо рассчитать. Высота одиночного молниеотвода принимается равной 30м ($h=30\text{м}$). Высота конуса, образованного таким молниеотводом, рассчитывается по следующей формуле:

$$h_0 = 0,85h, \quad (10.1)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус конуса на уровне земли:

$$r_0 = 1,2h, \quad (10.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м.}$$

Для защиты требуемой надежности радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (10.3)$$

$$r_x = \frac{36 \cdot (25,5 - 5)}{25,5} = 29 \text{ м.}$$

При этом максимальная высота защищаемого сооружения h_x принималась равной 5 м.

10.2 Расчет двойного стержневого молниеотвода

Молниеотвод можно считать двойным, если выполняется следующее условие $L \leq L_{\max}$. При этом L – расстояние между молниеприемниками, а L_{\max} – предельное значение, которое вычисляется следующим образом:

$$L_{\max} = 5,75h, \quad (10.4)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 20 = 115 \text{ м.}$$

Молниеотводы располагаются на порталах, поэтому расстояние L между ними принимается равным 27м.

Расчетное расстояние между ними определяется по формуле:

$$L_c = 2,5h, \quad (10.5)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 20 = 50 \text{ м.}$$

Так как $L \leq L_c$, граница зоны между молниеотводами не имеет провеса ($h_c = h_0$).

Далее следуют расчеты параметров зоны защиты двойного порталного стержневого молниеотвода, аналогичные одиночным молниеотводам.

Рассчитанные параметры сведены в таблицу 16.

Таблица 10.1 – Расчет двойных молниеотводов.

Параметр	Значение
$h_0, \text{м}$	17
$r_0, \text{м}$	24
$r_x, \text{м}$	17

Также необходимо рассчитать длину горизонтального сечения l_x :

$$l_x = \frac{L}{2}, \quad (10.6)$$

$$l_x = \frac{27}{2} = 13,5 \text{ м.}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на высоте h_x :

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (10.7)$$

$$r_{cx} = \frac{24 \cdot (17 - 5)}{17} = 17 \text{ м.}$$

В итоге на подстанции принимаются к установке 4 одиночных и 4 порталных молниеотводов.

Общая зона молниезащиты представлена на рисунке 3.

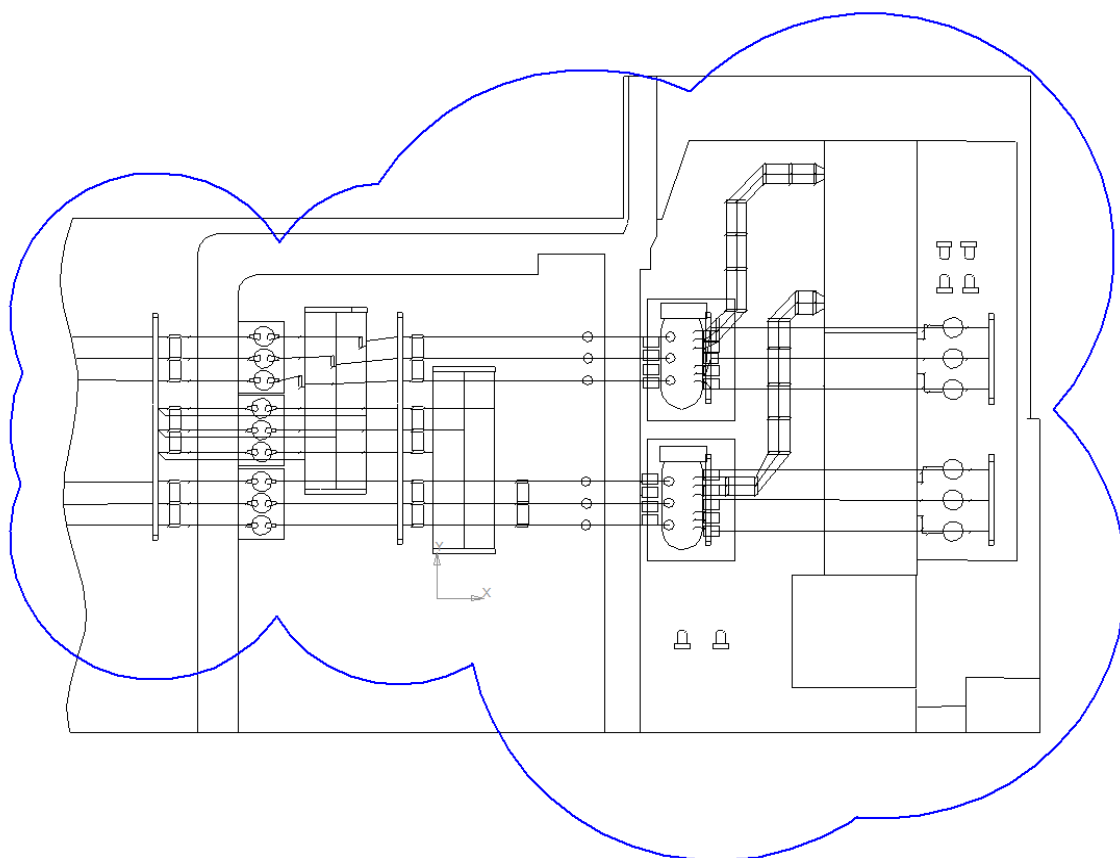


Рисунок 3 – Общая зона защиты молниеотводов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция главной понизительной подстанции 110/10/6 кВ МИС, а точнее ее электрической части 10 кВ. По ведомостям нагрузок был составлен годовой график нагрузки подстанции. Техничко-экономический расчет трансформаторов показал, что наиболее целесообразным является вариант с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 40-110/10/6 кВ.

Также были рассчитаны токи коротких замыканий на сборных шинах 10 кВ, трехфазный ток КЗ составил 16,71 кА.

Оборудование на ЗРУ 10 кВ было полностью реконструировано. Была произведена замена ячеек К12 на новые ячейки КРУ-СЭЩ-70. Вакуумные выключатели ВБЭС-10-7 были проверены по условиям выбора выключателей и оставлены на подстанции в качестве действующих. Имеющиеся трансформаторы тока были заменены на более новые и удобные трансформаторы ТОЛ СЭЩ 10 со встроенным предохранительным устройством. Трансформаторы напряжения также были заменены на НОЛ СЭЩ 10. Вместо старых разрядников РВО 10 были установлены новые ОПН-П-10. Кабели отходящих линий также прошли проверку по всем необходимым условиям. Связи между силовым трансформатором и ЗРУ 10 кВ осуществляются по проводам марки АС 2(240/39).

Релейная защита на подстанции выполнена микропроцессорными блоками Сириус. Также была разработана система оперативного постоянного тока, выполненная стационарными аккумуляторными батареями типа 6V 50PzS 250 LA, система заземления и молниезащиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Правила устройства электроустановок [Текст] : (ПУЭ). – [7-е изд.]. – М. : Мин. Энерг. России, 2016. – 440 с.
- 2 Проектирование систем электроснабжения [Текст] : электронное учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти.: ТГУ, 2016 – 1 оптический диск.
- 3 Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст] : Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. –М.: Изд-во «Академия», 2013. – 416 с.
- 4 Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Текст] : утв. Сов-ом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013 : ввод в действие с 27.12.2013. – М : ФСК ЕЭС, 2013. – 196 с.
- 5 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения [Текст]: Учебное пособие / А.М. Ершов – Челябинск.: 2013 г. – 161 с.
- 6 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т» Руководство по эксплуатации [Текст] : Утв. БПВА.656122.038 РЭ-ЛУ : редакция 25.11.15. – ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2015. – 104 с.
- 7 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст] : СТО 56947007-29.130.15.114-2012: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012 : ввод в действие 03.02.2012. – М. : ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с.
- 8 Информационно-измерительная техника и электроника. Электрические измерения в системах электроснабжения [Текст] : учебно-метод. пособие / Тараканов В.П., Макеев М.С. – Тольятти.: ТГУ, 2013 – 88с.
- 9 Самара Электрощит, каталог электрооборудования [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Самара Электрощит» / URL: <https://electroshield.ru/> (дата обращения 30.05.2017)

10 Каталог кабельной продукции Кольчугинского завода «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ» [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ» / URL: <http://www.elcable.ru/product/catalog/> (дата обращения: 30.05.2017).

11 Технические данные силовых трансформаторов [Электронный ресурс] : сайт продукции компании ООО «Тольяттинский трансформатор» / URL: <http://www.transformator.com.ru/> (дата обращения: 30.05.2017).

12 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст] : СТО 56947007-29.130.15.114-2012: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012 : ввод в действие 03.02.2012. – М. : ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с.

13 Проектирование осветительных установок [Текст] : электронное учеб. Пособие / Вахнина В.В., Черненко А. Н., Самолина О. В., Рыбалко Т.А. – Тольятти.: - ТГУ, 2015 – 107 с.

14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат, 2012.

15 Картография ценовой политики на электроэнергию [Электронный ресурс] : ЭНКОСТ / URL: <http://encost.ru/> (дата обращения: 19.03.2017)

16 Sheng Hua, Shao Yi Chen, Tie Nan Li, Hai Shan Zou. Research on the application of active sound barriers for the transformer noise abatement [Text] / Sheng Hua, Shao Yi Chen, Tie Nan Li, Hai Shan Zou // Electrical Engineering Portal. 2016. URL: https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/abs/2016/07/mateconf_iceice2016_02059/mateconf_iceice2016_02059.html?mb=0 (Дата обращения 30.05.17)

17 Jignesh Parmar Types and Revolution of Electrical Relays. Digital Relay [Text] / Jignesh Parmar // Electrical Engineering Portal. 2017. URL: <https://electricalnotes.wordpress.com/> (Дата обращения 30.05.2017)

18 Amir Heidary, Hamid Radmanesh, Seyed Hamid Fathi, Hamid Reza Rajabi Khamse. Improving Transient Recovery voltage of circuit breaker using Fault

Current Limiter [Text] / Amir Heidary, Hamid Radmanesh, Seyed Hamid Fathi, Hamid Reza Rajabi Khamse // Electrical Engineering Portal. 2012. URL: <http://maxwellsci.com/jp/abstract.php?jid=RJASET&no=234&abs=28> (Дата обращения 30.05.17)

19 Zhang Xiang, Chen Ying, Lin Gaoxiang, Qian Bifu. Development of A Maintenance Device for Bus-bar PT Voltage Air Switch [Text] / Zhang Xiang, Chen Ying, Lin Gaoxiang, Qian Bifu // Electrical Engineering Portal. 2017. URL: <https://doaj.org/article/3038246e1c2d4f78aec0661dc4f0ff3f> (Дата обращения 30.05.17)

20 Alessandro Leonardi, Kostas Mathioudakis, Alexander Wiesmaier, Florian Zeiger. Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies [Text] / Alessandro Leonardi, Kostas Mathioudakis, Alexander Wiesmaier, Florian Zeiger // Electrical Engineering Portal. 2014. URL: <https://www.hindawi.com/journals/aee/2014/896296/> (Дата обращения 30.05.17)

Приложение А



Рисунок А.1 – Внешний вид ячейки КРУ СЭЩ 70

Таблица А.1 – Технические характеристики ячейки КРУ СЭЩ 70

Характеристика	Значение
Наименование оборудования	КРУ СЭЩ 70-10
Номинальное напряжение, кВ	6;10
Номинальный ток главных цепей шкафов, А	630-4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	До 50
Габаритные размеры шкафов КРУ, мм (ширина, глубина, высота)	1000x2400x1349