

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ГПП1 АО «АвтоВАЗ»

Обучающийся

Д.В. Филиппов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.С. Романов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Темой работы является: «Реконструкция электрической части ГПП1 АО «АвтоВАЗ»».

На первом этапе был выполнен расчет ожидаемых нагрузок подстанции, путем суммирования мощностей потребителей и построен годовой график нагрузки по которому определялось годовое потребление электрической энергии.

Произведен обоснованный выбор количества и номинальной мощности трансформаторов для установки на ГПП по методу приведенных затрат, в ходе которого было выполнено сравнение двух вариантов.

Обоснованы целесообразность применения типовых схем для открытого распреустройства на стороне высокого напряжения подстанции и в ЗРУ подстанции на стороне низкого напряжения.

Произведен расчет тока металлического трехфазного замыкания и его ударного значения на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции.

Выбраны по номинальным параметрам основные электрические аппараты для установки на подстанции и проверены на устойчивость к электродинамическому и термическому действию на них протекающих во время короткого замыкания токов.

Произведен расчет уставок микропроцессорной защиты силовых трансформаторов на ГПП.

Рассчитаны нагрузки системы собственных нужд и выбраны трансформаторы для их питания.

Определены параметры системы защитного заземления и защиты от попадания разрядов молний в электрооборудование подстанции, ее здания и сооружения.

Работа состоит из записки объемом 59 страниц и графической части из 6 листов с электрическими схемами и чертежами на А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Кратка характеристика, рассматриваемого объекта.....	5
2 Расчет нагрузок подстанции предприятия	6
3 Обоснование выбора числа и номинальной мощности, устанавливаемых на подстанции трансформаторов.....	9
3.1 Первый вариант с размещением подстанции 3 СТ типа ТРДЦН-63000/110/10/10.....	10
3.2 Первый вариант с размещением подстанции 2 СТ типа ТРДЦН-125000/110/10/10	13
4 Обоснование электрической схемы в ОРУ и ЗРУ подстанции предприятия	20
5 Расчет токов КЗ на сторонах ВН и НН трансформаторов ПС	21
5.1 Расчет действующего значения тока 3хфазного короткого замыкания	21
5.2 Расчет тока 1-фазного короткого замыкания	27
6 Выбор электрических аппаратов для установки на подстанции.....	29
6.1 Расчет и выбор электрических аппаратов на стороне высокого напряжения подстанции	29
6.2 Расчет и выбор электрических аппаратов на стороне низкого напряжения подстанции	33
7 Расчет уставок микропроцессорной защиты силовых трансформаторов на ГПП.....	44
7.1 Расчет уставок дифзащиты СТ, построенной на блоках БМРЗ	44
8 Определение расчетной мощности потребителей системы собственных нужд подстанции.....	50
9 Расчет системы заземления ГПП.....	51
10 Расчет молниезащиты ГПП.....	54
Заключение	55
Список используемых источников.....	57

Введение

Система электроснабжения предприятия состоит из ГПП, получающей питание через высоковольтную ЛЭП от подстанции энергосистемы, высоковольтных распределительных устройств 6-10 кВ, необходимых для питания сосредоточенных высоковольтных нагрузок или групп цеховых подстанций, линий электропередачи, связывающих ГПП предприятия с высоковольтными РП и трансформаторными подстанциями, цеховых трансформаторных подстанций преобразующих напряжение с 6-10 кВ до уровня 0,4 кВ, на котором происходит питание большинства промышленных электроустановок и низковольтных распределительных сетей 0,4 кВ [1-3].

Намеченная в работе реконструкция электрической части ГПП предприятия должна обеспечивать:

- минимизацию потерь электрической энергии в силовых трансформаторах и другом электрооборудовании подстанции;
- надежное электроснабжение потребителей в соответствии с установленными для них категориями надежности;
- обеспечение безопасности персонала подстанции и работников предприятия;
- выполнение требований ГОСТ 32144-2013 к показателям качества электрической энергии, поставляемой к электроприемникам и электроустановкам [4].

На основании изложенных выше критериев цель работы может быть сформулирована как создание условий для обеспечения надежного электроснабжения электроустановок предприятия, получающих питание от главной понизительной подстанции.

Достижение поставленной цели достигается решением ряда задач: расчет нагрузок подстанции предприятия; обоснование выбора числа и номинальной мощности, устанавливаемых на подстанции трансформаторов; обоснование электрической схемы в ОРУ и ЗРУ подстанции и др.

1 Кратка характеристика, рассматриваемого объекта

В работе рассматривается ГПП-1 АО «АВТОВАЗ».

На подстанции предприятия установлены аппараты, срок службы которых равен сроку эксплуатации подстанции, что говорит об их сильной физической изношенности и моральном устаревании, что в свою очередь приводит к опасности аварийных отключений потребителей электрической энергии к которым относятся составляющие основного технологического процесса на предприятии.

Подстанция выполнена по системе глубокого ввода, на ней отсутствует РУ 110 киловольт, а питание осуществляется по кабельным высоковольтным линиям 110 кВ. Силовые трансформаторы расположены открыто за соответствующим ограждением, а РУ 10 киловольт встроено внутрь здания.

Подстанция получает питание от ТЭЦ ВАЗа.

Для обеспечения питания множества электроприемников различной мощности на подстанции предприятия установлены трансформаторы типа ТРДЦНК-63000/110/10/10. Наличие расщепленной обмотки низкого напряжения позволяет снизить значения токов короткого замыкания и получить шесть отдельных секций сборных шин для питания потребителей. Резервирование питания осуществляется путем установки АВР между секциями.

В РУ-10 кВ установлены ячейки КР-10, с выключателями типа ВМ-10, измерительными трансформаторами ТПЛ-10К, ТЗЛМ, ЗНОЛТ-10. РЗА трансформаторов в основном состоит из устаревших электромеханических реле.

Выводы. Приводится краткое описание существующей схемы питания установленного электрооборудования, имеющиеся проблемы в системе электроснабжения предприятия. Установлено, что основные электрические аппараты, установленные на главной подстанции предприятия, многократно выработали свой ресурс и нуждаются в скорейшей замене.

2 Расчет нагрузок подстанции предприятия

На основании построенных в течении года графиков нагрузок по обмоткам НН силовых трансформаторов подстанции получаем упорядоченные графики и суммарный годовой график нагрузки подстанции по которому находим значение потребляемой потребителями подстанции электроэнергии [5]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (1)$$

где « $P_{in}(t)$ - мощность на i -й ступени графика,

t_{in} - продолжительность i -й ступени графика» [5].

Суммарное значение потребленной ЭЭ для СШ 1, 3, 5 за год равняется:

$$\begin{aligned} W_{С.Ш.1,3,5} &= 68,902 \cdot 1000 + 55,122 \cdot 550 + 55,122 \cdot 450 + 55,122 \cdot 550 + \\ &+ 55,122 \cdot 2050 + 55,122 \cdot 400 + 41,341 \cdot 100 + 41,341 \cdot 900 + 27,561 \cdot 750 + \\ &+ 24,561 \cdot 250 + 20,6701 \cdot 1760 = 395 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарное значение потребленной ЭЭ для СШ 2, 4, 6 за год равняется:

$$\begin{aligned} W_{С.Ш.2,4,6} &= 70,751 \cdot 1000 + 70,751 \cdot 550 + 63,676 \cdot 450 + 56,601 \cdot 550 + \\ &+ 42,45 \cdot 2050 + 42,45 \cdot 400 + 42,45 \cdot 100 + 26,885 \cdot 900 + 26,885 \cdot 750 + \\ &+ 21,225 \cdot 250 + 21,225 \cdot 1760 = 365 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Итоговое значение по подстанции в целом:

$$W_{ПС} = W_{С.Ш.1,3,5} + W_{С.Ш.2,4,6} = 395 + 365 = 760 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}.$$

«Годовое число часов максимума нагрузки на ГПП найдем по формуле»

[6]:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}}, \quad (2)$$

где « $W_{ПС}$ - потребленная за год электроэнергия,

$P_{ПС}$ - ожидаемое значение максимальной нагрузки» [6];

$$T_M = \frac{759393}{140} = 5438 \text{ ч.}$$

«Коэффициент заполнения графика нагрузки ГПП найдем по формуле»

[6]:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_{зан} = \frac{5438}{8760} = 0,62.$$

Определяем максимум нагрузки полной мощности подстанции [21]:

$$S_{ПС} = \frac{P_{ПС}}{\cos \phi_{ПС}}, \quad (4)$$

где « $\cos \phi_{ПС}$ - среднее значение коэффициента мощности по ПС» [21];

$$S_{ПС} = \frac{139653}{0,92} = 152 \text{ МВА.}$$

На рисунке 1 приведены графики нагрузки по сборным шинам и полученный упорядоченный суммарный годовой график нагрузки потребителей подстанции.

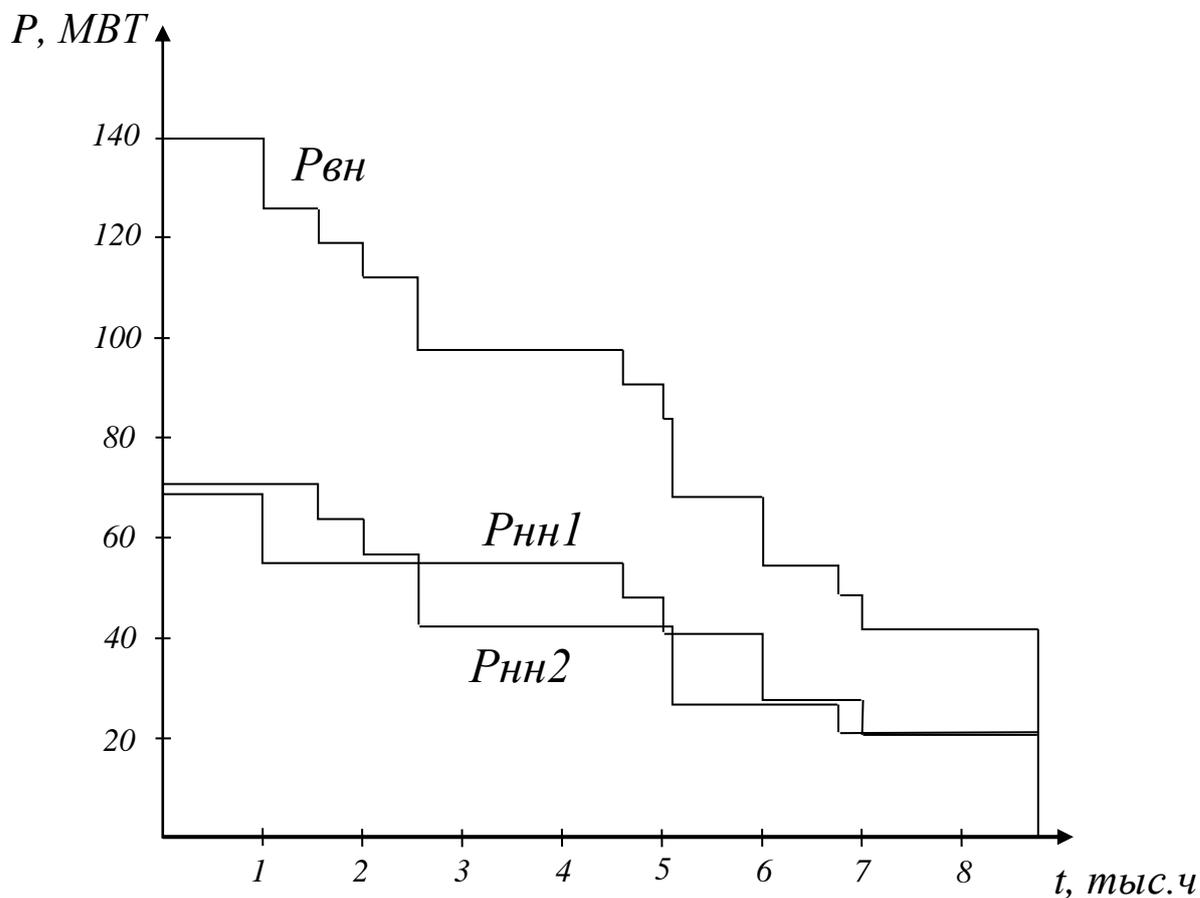


Рисунок 1 - Графики нагрузки по сборным шинам и полученный упорядоченный суммарный годовой график нагрузки потребителей подстанции

При выполнении данного раздела были определены годовые объемы передаваемой электроэнергии по отдельным обмоткам СТ и по подстанции в целом. Определены показатели годового графика нагрузки и максимальное значение потребляемой мощности за год.

3 Обоснование выбора числа и номинальной мощности, устанавливаемых на подстанции трансформаторов

«Согласно ПУЭ для электроснабжения электроприемников первой и второй категории по надёжности электроснабжения должно использоваться не менее двух независимых источников питания» [7, 8]. Поэтому при выборе мощности силовых трансформаторов на ГПП рассмотрим два варианта, одним из которых будет существующий вариант с установкой трех трансформаторов, а в качестве альтернативного рассмотрим вариант с установкой двух трансформаторов большей единичной мощности.

Стандартное значение номинальной мощности должно быть больше найденного из выражения:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}. \quad (5)$$

где « K_{1-2} - коэффициент участия потребителей,

n – число трансформаторов,

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки» [7].

При установке на подстанции 3 СТ выражение примет вид:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{152 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (3-1)} \geq 40660 \text{ кВА.}$$

Поскольку значение мощности получилось больше стандартного значения в 40 МВА, то выбираем следующее значение по шкале мощностей, равное 63 МВА и соответствующий ей трансформатор типа ТРДЦН-63000/110/10/10.

При установке на подстанции 2 СТ выражение примет вид [22]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{152 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2-1)} \geq 81320 \text{ кВА.}$$

Поскольку значение мощности получилось больше стандартного значения в 80 МВА, то выбираем следующее значение по шкале мощностей, равное 125 МВА и соответствующий ей трансформатор типа ТРДЦН-125000/110/10/10.

3.1 Первый вариант с размещением подстанции 3 СТ типа ТРДЦН-63000/110/10/10

Используя технические характеристики трансформатора доступные из официального каталога производителя, выписываем необходимые для дальнейших расчетов значения напряжения короткого замыкания U_{κ} , потерь в режимах холостого хода P_x и короткого замыкания P_{κ} , тока холостого хода I_x , стоимости силового трансформатора C :

$$U_{\kappa} = 10.5 \%, P_{\kappa} = 245 \text{ кВт}, P_x = 59 \text{ кВт}, I_x = 0.6 \%, C = 28 \text{ млн. руб.}$$

«Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме ХХ найдем по формуле» [7]:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{ном}, \quad (6)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,6}{100} \cdot 63000 = 378 \text{ квар.}$$

«Коэффициент загрузки обмоток трансформатора найдем по формуле» [7]:

$$K_{з.п} = \frac{S_n}{S_{ном}}; \quad (7)$$

где « S_n - мощность на n-й ступени графика нагрузки» [7];

$$K_{з.в} = \frac{151,797}{3 \cdot 63} = 0,803;$$

$$K_{з.н1} = \frac{74,894}{3 \cdot 63} = 0,396;$$

$$K_{з.н2} = \frac{76,903}{3 \cdot 63} = 0,407.$$

«Приведенные потери активной и реактивной мощности в стали СТ в режиме XX найдем по формуле» [7]:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x, \quad (8)$$

$$P'_x = 59 + 0,05 \cdot 378 = 77,9 \text{ кВт.}$$

«Напряжения КЗ найдем по формуле» [7]:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н}; \quad (9)$$

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н}, \quad (10)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

«Приведенные потери реактивной мощности под нагрузкой в СТ найдем по формуле» [7]:

$$Q_{к.п} = \frac{U_{к.п}}{100} \cdot S_{ном}; \quad (11)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,9 \text{ квар;}$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,3 \text{ квар.}$$

«Приведенные потери активной мощности под нагрузкой в СТ найдем по формуле» [7]:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н}; \quad (12)$$

$$P'_{к.б} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34375 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 490 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1068,8 \text{ кВт},$$

где

$$P_{к.н} = P_{к.б} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (13)$$

$$P_{к.н} = P_{к.б} = 0 \cdot 245 = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.н} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (14)$$

$$P_{к.н} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт}.$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ найдем по формуле» [7]:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.б}^2 \cdot P'_{к.б} + \kappa_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}, \quad (15)$$

$$P'_T = 77,9 + 0,803^2 \cdot 41,3 + 0,396^2 \cdot 1068,8 + 0,41^2 \cdot 1068,8 = 449,356 \text{ кВт}.$$

«Экономическая нагрузка трансформаторов на ГПП при значениях меньше которой необходимо рассмотреть возможность отключения одного из трансформаторов ГПП может быть найдена из выражения» [7, 22]:

$$S_{э.пс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}}, \quad (16)$$

$$S_{э.нс} = 63000 \cdot \sqrt{3 \cdot (3-1) \cdot \frac{77,9}{41,3 + 2 \cdot 1068,8}} = 29,178 \text{ МВА.}$$

«Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП найдем по формуле» [7]:

$$\Delta W_{нс} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot \kappa_{к.В}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н1} \cdot \kappa_{к.Н1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н2} \cdot \kappa_{к.Н2}^2 \cdot T_i \right) \quad (17)$$

Результаты определения потерь электроэнергии в СТ подстанции для i -ых ступеней упорядоченного годового графика потребления полной мощности потребителями подстанции приведены в таблице 1.

3.2 Первый вариант с размещением подстанции 2 СТ типа ТРДЦН-125000/110/10/10

Используя технические характеристики трансформатора доступные из официального каталога производителя, выписываем необходимые для дальнейших расчетов значения [23]:

$$U_{\kappa} = 10.5 \%, P_{\kappa} = 400 \text{ кВт}, P_x = 100 \text{ кВт}, I_x = 0.55 \%, C = 44 \text{ млн. руб.}$$

«Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме ХХ найдем по формуле б» [7]:

$$Q_{xx} = \frac{0,55}{100} \cdot 125000 = 687,5 \text{ квар.}$$

«Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора найдем по формуле 7» [7]:

Таблица 1 - Итоговые значения потерь электрической энергии в режимах холостого хода и короткого замыкания в каждой из обмоток силового трансформатора мощностью 63000 кВА на каждой ступени годового графика нагрузки

i ступень годового графика	$S_{\text{в}i}$, МВА	$S_{\text{н}1i}$, МВА	$S_{\text{н}2i}$, МВА	n_i	T_i , ч	$W_{\text{х}i}$, кВт·ч	$K_{\text{зв}}$	$K_{\text{зн}1}$	$K_{\text{зн}2}$	$W_{\text{кв}}$, кВт·ч	$W_{\text{кн}1}$, кВт·ч	$W_{\text{кн}2}$, кВт·ч
1	151,8	74,9	76,9	3	1000	233700	2,41	1,19	1,22	80008	503491	530867
2	136,8	59,9	76,9	3	550	128535	2,17	0,95	1,22	35748	177228	291977
3	129,1	59,9	69,2	3	450	105165	2,05	0,95	1,1	26053	145005	193501
4	121,4	59,9	61,5	3	550	128535	1,93	0,95	0,98	28162	177228	186865
5	106,1	60	46,1	3	2050	479085	1,68	0,95	0,73	80064	660580	391780
6	106,1	60	46,1	3	400	93480	1,68	0,95	0,73	15622	128893	76444
7	91,1	45	46,1	3	100	23370	1,45	0,71	0,73	2880	18125	19111
8	74,2	45	29,2	3	900	210330	1,18	0,71	0,46	17186	163131	68991
9	59,2	30	29,2	3	750	175275	0,94	0,48	0,46	9120	60418	57492
10	53	30	23	3	250	58425	0,84	0,48	0,37	2440	20139	11944
11	45,5	22,4	23,1	3	1760	411312	0,72	0,36	0,37	12673	79752	84089
Итоговые значения потерь ЭЭ за год						2354250	-			309960	2133996	1913066
$\Sigma W_{\text{nc}} = 6404236 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$												

$$k_{3.6} = \frac{151,8}{2 \cdot 125} = 0,607;$$

$$k_{3.H1} = \frac{74,9}{2 \cdot 125} = 0,3;$$

$$k_{3.H2} = \frac{76,9}{2 \cdot 125} = 0,307.$$

«Приведенные потери активной и реактивной мощности в стали СТ в режиме XX найдем по формуле 8» [7]:

$$P'_x = 100 + 0,05 \cdot 687,5 = 134,4 \text{ кВт},$$

«Напряжения КЗ найдем по формулам 9 и 10» [7]:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.H1} = U_{к.H2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

«Приведенные потери реактивной мощности под нагрузкой в СТ найдем по формуле 11» [7]:

$$Q_{к.6} = \frac{1,3125}{100} \cdot 125000 = 1640,6 \text{ квар};$$

$$Q_{к.H1} = Q_{к.H2} = \frac{18,375}{100} \cdot 125000 = 22968,7 \text{ квар}.$$

«Приведенные потери активной мощности под нагрузкой в СТ найдем по формуле 12» [7]:

$$P'_{к.6} = 0 + 0,05 \cdot 1640,6 = 82 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.H1} = P'_{к.H2} = 800 + 0,05 \cdot 22968,7 = 1948,4 \text{ кВт},$$

где

$$P_{к.л} = P_{к.в} = 0 \cdot 400 = 0 \text{ кВт};$$
$$P_{к.п} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ кВт} .$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ найдем по формуле 13» [7]:

$$P'_T = 134,4 + 0,607^2 \cdot 82 + 0,3^2 \cdot 1948,4 + 0,307^2 \cdot 1948,4 = 523,9 \text{ кВт}.$$

«Экономическая нагрузка трансформаторов на ГПП может быть найдена из выражения 14» [7]:

$$S_{э.нс} = 125000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{134,4}{82 + 2 \cdot 1948,4}} = 32,5 \text{ МВА}.$$

«Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП найдем по формуле» [7]:

$$\Delta W_{нс} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot \kappa_{к.в}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot \kappa_{к.н1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot \kappa_{к.н2}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты определения потерь электроэнергии в СТ подстанции для i -ых ступеней упорядоченного годового графика потребления полной мощности потребителями подстанции приведены в таблице 2.

Исходя из величины платы за мощность и за электроэнергию определим стоимость 1 кВт · ч электроэнергии для определения стоимости потерь в трансформаторах [24]:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta; \quad (18)$$

где « $\alpha = 240$ - стоимость 1 кВт заявленной мощности;

$\beta = 0,7$ - стоимость 1 кВт·ч электрической энергии» [24].

$$C_{\text{э}} = \frac{240}{5437,7} + 0,7 = 0,744 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}},$$

Найдем годовую стоимость потерь электроэнергии для двух вариантов установки трансформаторов на ГПП:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{nc}} \cdot C_{\text{э}}; \quad (19)$$

$$I_{\text{э},63} = 6404236,4 \cdot 0,744 = 4765625 \text{ руб};$$

$$I_{\text{э},125} = 5399687 \cdot 0,744 = 4018103 \text{ руб},$$

где $I_{\text{э},63}$ - стоимость потерь ЭЭ в трех СТ по 63 МВА за год,

$I_{\text{э},125}$ - стоимость потерь ЭЭ в двух СТ по 125 МВА за год.

Найдем приведенные затраты на установку трансформаторов на ГПП в обоих случаях:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{э}}, \quad (20)$$

где $E_{\text{н}} = 0,1$ - нормативный коэффициент дисконтирования, принятый в организации для оценки инвестпроектов;

Таблица 2 - Итоговые значения потерь электрической энергии в режимах холостого хода и короткого замыкания в каждой из обмоток силового трансформатора мощностью 125000 кВА на каждой ступени годового графика нагрузки

i	S_{gi} , МВА	S_{n1i} , МВА	S_{n2i} , МВА	n_i	T_i , ч	W_{xi} , кВт·ч	$K_{3\phi}$	K_{3n1}	K_{3n2}	$W_{кв}$, кВт·ч	$W_{кн1}$, кВт·ч	$W_{кн2}$, кВт·ч
1	151,8	74,9	76,9	2	1000	268750	1,21	0,6	0,62	60486	349726	368742
2	136,8	59,9	76,9	2	550	147813	1,09	0,48	0,62	27025	123103	202808
3	129,1	59,9	69,2	2	450	120938	1,03	0,48	0,55	19696	100721	134406
4	121,4	59,9	61,5	2	550	147813	0,97	0,48	0,49	21291	123103	129797
5	106,1	60	46,1	2	2050	550938	0,85	0,48	0,37	60528	458841	272132
6	106,1	60	46,1	2	400	107501	0,85	0,48	0,37	11810	89530	53098
7	91,1	45	46,1	2	100	26875	0,73	0,36	0,37	2177	12590	13274
8	74,2	45	29,2	2	900	241875	0,59	0,36	0,23	12992	113311	47921
9	59,2	30	29,2	2	750	201563	0,47	0,24	0,23	6895	41967	39934
10	53	30	23	2	250	67188	0,42	0,24	0,18	1845	13989	8296
11	45,5	22,4	23,1	2	1760	473000	0,36	0,18	0,18	9580	55396	58408
Суммарные годовые значения						2354250				234330	1482282	1328824
$\Sigma W_{nc} = 5399687$ кВт·ч												

K - капитальные затраты при установке на ГПП нового трансформаторного оборудования, которые при укрупненных расчетах складываются из стоимости самих трансформаторов на ГПП, которая для варианта с тремя трансформаторами по 63 МВА равна 28 млн. руб. за каждый СТ, а для варианта с двумя трансформаторами по 125 МВА равна 44 млн. руб. за каждый СТ. Тогда подставляя значения в формулу 3.16 получим:

$$Z_{np.63} = 3 \cdot (0,1 \cdot 28 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 28 \cdot 10^6) + 4765624,5 = 21061625 \text{ руб.}$$

$$Z_{np.125} = 2 \cdot (0,1 \cdot 44 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 44 \cdot 10^6) + 4018102,8 = 21090103 \text{ руб.}$$

Вывод по разделу: сравнивая полученные в результате расчетов значения приведенных затрат можно сделать вывод, что они различаются менее чем на 0,2%, поэтому решающим фактором будет выбор по техническим характеристикам, которые лучше для варианта с установкой трех трансформаторов по 63 МВА каждый, как это сейчас и реализовано на ГПП. Данный вариант позволяет получить меньшие токи КЗ, меньшие рабочие токи, что улучшает условия эксплуатации коммутационных аппаратов, а также дает более широкие возможности по подключению к трансформаторам нагрузок с разными режимами работы.

4 Обоснование электрической схемы в ОРУ и ЗРУ подстанции предприятия

Одним из важных аспектов при выборе схемы электрических соединений на подстанции находящегося в работе предприятия является стесненность территории и невозможность увеличения, занимаемого подстанцией места. Установка современных автоматизированных систем управления позволит в будущем отказаться от наличия на подстанции оперативного персонала и перейти на дистанционный контроль и управление технологическими процессами.

При проектировании новых подстанций и проведении реконструкции существующих запрещено использование отделителей и короткозамыкателей, которые еще недавно находили широкое применение в упрощенных схемах. Во время реконструкции эти коммутационные аппараты заменяются на высоковольтные выключатели. Поскольку данная подстанция выполнена по схеме глубокого ввода, открытое распределительное устройство на ней не сооружается, а всё коммутационное оборудование располагается со стороны электростанции от которой происходит питание. Данный вариант возможен благодаря радиальной схеме внешнего электроснабжения.

В распределительных устройствах низкого напряжения обычно устанавливаются одиночная или двойная система сборных шин в зависимости от установленных на подстанции информаторов. Для резервирования питания используется автоматический ввод резерва между секциями шин [9] – [11].

Вывод по разделу: Схема на стороне высокого напряжения подстанции остаётся неизменной, подстанция выполняется по схеме глубокого ввода. Распределительное устройство низкого напряжения также не претерпевает изменений поскольку количество трансформаторов на ГПП не меняется. Всего в распределительном устройстве 10 кВ устанавливается 6 секции сборных шин, связанных между собой через устройство АВР.

5 Расчет токов КЗ на сторонах ВН и НН трансформаторов ПС

К наиболее частым причинам возникновения КЗ в электрических сетях относят старение изоляции, которое приводит к нарушению ее целостности, неправильные действия обслуживающего персонала или создание случайных замыканий токоведущих частей на землю, или между собой.

КЗ могут приводить к порче оборудования и проводников, вызывать перерывы в электроснабжении, представлять опасность для здоровья окружающих и стать причиной возникновения возгорания [7].

5.1 Расчет действующего значения тока 3хфазного короткого замыкания

Перед проведение расчетов составляется расчетная схема на которой отмечаются входящие в нее элементы системы электроснабжения и наносятся расчетные точки КЗ, внешний вид ее представлен на рисунке 2.

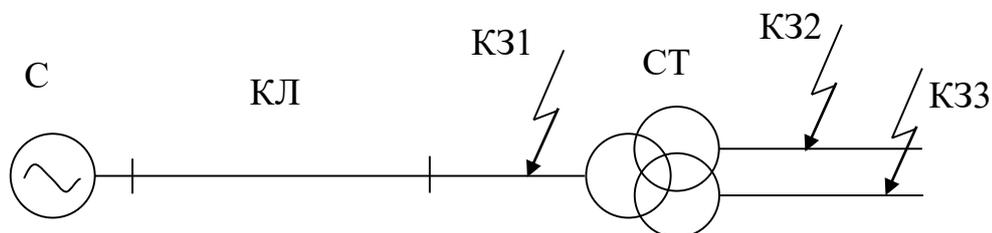


Рисунок 2 – Внешний вид расчетной схемы для определения токов КЗ

По расчетной схеме составляется схема замещения (рисунок 3) в который каждый элемент СЭС заменяется внутренним сопротивлением, по данной схеме в дальнейшем производятся вычисления.

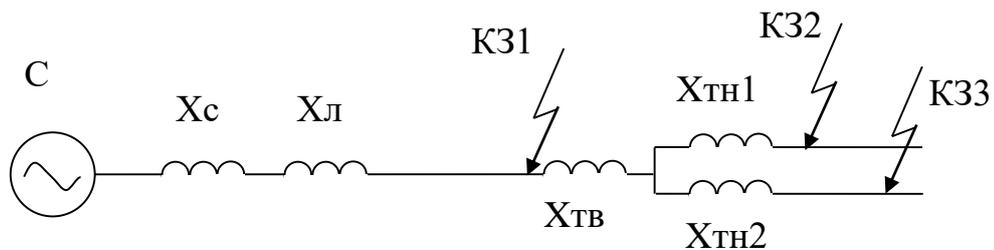


Рисунок 3 – Схема замещения по которой производятся дальнейшие расчеты токов КЗ

Определяем сопротивление внешней системы по предоставленным данным о величине мощности КЗ на шинах питающей подстанции энергосистемы:

$$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_k}, \quad (21)$$

где « S_{σ} - базисная мощность,

S_k - мощность КЗ» [12];

$$x_C = \frac{1000}{4640} = 0,216.$$

«Сопротивление силового трансформатора найдем по формуле» [12, 13]:

$$x_{T.B} = \frac{U_{kB}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном T}}, \quad (22)$$

$$x_{T.B} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,208,$$

$$x_{T.H1} = x_{T.H2} = \frac{U_{kH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном T}}, \quad (23)$$

$$x_{T.H1} = x_{T.H2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,916.$$

$$R_{TB} = \frac{x_{TB}}{\left(\frac{X}{R}\right)_T}, \quad (24)$$

$$R_{TB} = \frac{0,208}{27} = 0,008,$$

где «X и R – индуктивное и активное сопротивление СТ» [12],

$$R_{TH1} = R_{TH2} = \frac{x_{TH}}{\left(\frac{X}{R}\right)_T}, \quad (25)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = \frac{2,917}{27} = 0,108.$$

«Сопротивление высоковольтной линии найдем по формуле» [12]:

$$x_l = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\partial}}{U_{cp}^2}, \quad (26)$$

где « $x_{y\partial}$ - погонное индуктивное сопротивление,

l - длина линии» [12];

$$x_l = 0,147 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,022,$$

$$R_l = R_{y\partial} l \cdot \frac{S_{\partial}}{U_{cp}^2}, \quad (27)$$

где « $R_{y\partial}$ - погонное активное сопротивление» [12];

$$R_l = 0,102 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,019.$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ найдем по формуле» [12], [25]:

$$I_{n,o} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} . \quad (28)$$

где « I_{δ} - базисный ток,

$x_{*рез(\delta)}$ - результирующее сопротивление» [12];

«Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ найдем по формуле» [12]:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} . \quad (29)$$

где « $\tau = 0,01 + t_{c,e}$ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи,

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [12];

«Значение ударного тока КЗ найдем по формуле» [12]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} . \quad (30)$$

«Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ в точке К1 может быть определена по формуле» [12]:

$$T_{a.к1} = \frac{x_c + x_l}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l} , \quad (31)$$

$$T_{a.к1} = \frac{0,216 + 0,022}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,015} = 0,049 \text{ с.}$$

«Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ в точках К2 и К3 может быть определена по формуле» [12]:

$$T_{a.к2} = T_{a.к2} = \frac{x_c + x_l + x_{T.B} + x_{T.H}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l + R_{T.B} + R_{T.H}}; \quad (32)$$

$$T_{a.к2} = T_{a.к2} = \frac{0,216 + 0,022 + 0,208 + 2,917}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (0,015 + 0,008 + 0,108)} = 0,082 \text{ с.}$$

«Ударный коэффициент тока КЗ в точке К1 найдем по формуле» [12]:

$$k_{уд.к1} = 1 + e^{-\tau/T_a}, \quad (33)$$

$$k_{уд.к1} = 1 + e^{-0,01/0,04898} = 1,815.$$

«Ударный коэффициент тока КЗ в точках К2 и К3 найдем по формуле» [12]:

$$k_{уд.к2} = k_{уд.к3} = 1 + e^{-\tau/T_a}, \quad (34)$$

$$k_{уд.к2} = k_{уд.к3} = 1 + e^{-0,01/0,0816} = 1,885.$$

«Суммарные значения сопротивлений для точек К1, К2 и К3 найдем по формулам» [12]:

$$x_{\Sigma \text{ к1}} = x_c + x_l, \quad (35)$$

$$x_{\Sigma \text{ к1}} = 0,216 + 0,022 = 0,238 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma \text{ к2}} = x_{\Sigma \text{ к3}} = x_c + x_l + x_{T.B} + x_{T.H}, \quad (36)$$

$$x_{\Sigma \text{ к2}} = x_{\Sigma \text{ к3}} = 0,216 + 0,022 + 0,208 + 2,917 = 3,363 \text{ Ом.}$$

«Базисный ток найдем по формуле» [12]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (37)$$

$$I_{\sigma k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma k2} = I_{\sigma k3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

«Действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для точек К1, К2 и К3 найдем по формуле» [12]:

$$I_{n,o} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}, \quad (38)$$

$$I_{n,o k1} = \frac{1}{0,238} \cdot 5 = 21,117 \text{ кА};$$

$$I_{n,o k2} = \frac{1}{3,363} \cdot 55 = 16,351 \text{ кА}.$$

«Максимальное значение аperiodической составляющей тока К3 найдем по формуле» [12]:

$$I_{a,\tau k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (39)$$

$$I_{a,\tau k1} = \sqrt{2} \cdot 21,117 \cdot e^{-0,04/0,049} = 13,197 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau k2} = I_{a,\tau k3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (40)$$

$$I_{a,\tau k2} = \sqrt{2} \cdot 16,351 \cdot e^{-0,04/0,082} = 14,163 \text{ кА}.$$

«Значения ударного тока для точек К1, К2 и К3 найдем по формуле» [12]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}, \quad (41)$$

$$i_{y\partial \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 21,117 \cdot 1,815 = 54,213 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 16,351 \cdot 1,885 = 43,581 \text{ кА}.$$

5.2 Расчет тока 1-фазного короткого замыкания

Составляем схему замещения для определения токов нулевой последовательности (рисунок 4) в который каждый элемент СЭС заменяется внутренним сопротивлением, по данной схеме в дальнейшем производятся вычисления.

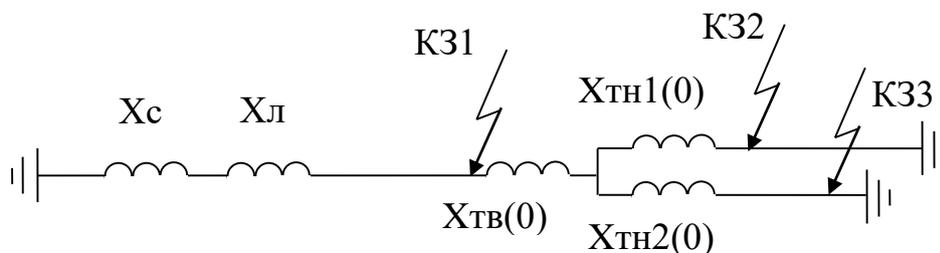


Рисунок 4 - Электрическая схема замещения для расчёта однофазных токов короткого замыкания

«Сопротивление нулевой последовательности для линии электропередачи найдем по формуле» [12], [26]:

$$x_{л(0)} = x_{л} \cdot d; \quad (42)$$

$$x_{л(0)} = 0,022 \cdot 4 = 0,089.$$

«Значение результирующего сопротивления нулевой последовательности найдем по формуле» [12]:

$$x_{\Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(x_C \cdot x_{л(0)}) \cdot (x_{TB} + 2 \cdot x_{TH})}{(x_C + x_{л(0)}) + (x_{TB} + 2 \cdot x_{TH})}, \quad (43)$$

$$x_{\Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(0,216 + 0,089) \cdot (0,208 + 2 \cdot 2,917)}{(0,216 + 0,089) + (0,208 + 2 \cdot 2,917)} = 0,29$$

«Периодическую составляющую тока несимметричного КЗ найдем по формуле» [12]:

$$I_{n,o}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{E_*^n}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(n)}} I_b; \quad (44)$$

$$I_{n,o\kappa 1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,238 + 0,238 + 0,29} \cdot 5,02 = 19,68 \text{ кА.}$$

Для удобства последующих вычислений полученные результаты расчета токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции сводим в таблицу 3, в ней представлены расчетные действующие значения трехфазного и однофазного токов КЗ в расчетных точках, а также полученное значение ударного тока короткого замыкания.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции

Точка КЗ	Значение тока однофазного КЗ, кА	Значение тока трехфазного КЗ, кА
1	19,68	21,12
2	-	16,35
3	-	16,35

Выводы по разделу: в результате проведенных расчетов были определены расчетные действующие значения трехфазного и однофазного токов КЗ в расчетных точках, а также полученное значение ударного тока короткого замыкания.

6 Выбор электрических аппаратов для установки на подстанции

6.1 Расчет и выбор электрических аппаратов на стороне высокого напряжения подстанции

6.1.1 Трансформаторы тока 110 кВ

Опираясь на конструктивные особенности и опыт эксплуатации подобных электрических аппаратов на других подстанциях предприятия предварительно выбираем трансформатор тока ТВ–110–600/5.

Данные электрические аппараты выбираются и проверяются на выполнение следующих условий:

- выбирается по значению номинального напряжения электрической сети в месте установки аппарата [14, 15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (45)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- выбирается по значению номинального тока силового трансформатора, приведенному к соответствующей стороне напряжения [14]:

$$I_{ном} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (46)$$
$$I_{ном} = \frac{S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,288 \text{ А},$$
$$316 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

- проверяется на электродинамическую устойчивость к воздействию ударного тока короткого замыкания [14]:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (47)$$

$$54.2 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА} ;$$

- проверяется на термическую устойчивость к тепловому воздействию тока КЗ до момента его отключения релейной защитой и прерывания коммутационным аппаратом [14]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} , \quad (48)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [14],

$$39.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

- проверяется по величине сопротивления нагрузки, подключаемой ко вторичным цепям измерительного трансформатора [14]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (49)$$

где « $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки

(допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [14].

при проведении практических расчетов, реактивная составляющая сопротивления не учитывается $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k , \quad (50)$$

где R_k – переходное сопротивление контактов;

Сопротивление подключенных приборов определяется через их полную

мощность для фазы с наибольшей нагрузкой, если присутствует неравномерность распределения нагрузки по фазам.

На стороне высокого напряжения ко вторичным цепям трансформатора тока подключены только устройства релейной защиты с максимальным значением нагрузки 1,8 ВА:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (51)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{1.8}{5^2} = 0.072 \text{ Ом}.$$

Тогда, зная сопротивление подключенных приборов и устройств определяем допустимое значение сопротивления:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.072 - 0.1 = 0.828 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления пересчитываем в соответствующее ему сечение проводника с медными жилами:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (52)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 1.73 \cdot 45}{0.828} = 1.655 \text{ мм}^2.$$

Согласно требованиям, к механическим нагрузкам, принимаем сечение проводника равным 2.5 мм².

Рассмотренный аппарат ТВ-110-600/5 удовлетворяет условиям выбора, прошел необходимые проверки, включая стойкость к воздействию токов

короткого замыкания и может быть рекомендован к размещению на подстанции предприятия.

6.1.2 Выбор высоковольтного питающего кабеля на номинальное напряжение 110 кВ

Опираясь на конструктивные особенности и опыт эксплуатации подобных кабельных линий на территории предприятия, предварительно выбираем кабель ПвВнг 1х185/95 – 64/110. КЛ выбираются и проверяются на выполнение следующих условий:

- выбирается по значению номинального напряжения электрической сети в месте размещения:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}},$$

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

- выбирается по экономической плотности тока, рассчитанной через номинальный ток силового трансформатора, приведенный к соответствующей стороне напряжения:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{э}}} = \frac{316,3}{2,7} = 117,14 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{н.г.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем сечение 185 мм² как минимально допустимое для данного класса напряжения у кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выбранное сечение проверяем по термическому воздействию протекающего тока в нормальном режиме и сравниваем с допустимым значением, установленным производителем кабеля с учетом поправочных

коэффициентов:

$$I_{\text{продол.расч}} \leq I_{\text{дл.доп}};$$

$$442,8 \text{ А} \leq 573,62 \text{ А},$$

$$I_{\text{продол.расч}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 316,3 = 442,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot K_1 = 667 \cdot 0,86 = 573,62 \text{ А},$$

- проверяется на термическую устойчивость к тепловому воздействию тока КЗ до момента его отключения релейной защитой и прерывания коммутационным аппаратом:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t;$$

$$B_{\kappa} \leq 26,5^2 \cdot 1 = 702,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 21,12^2 \cdot (0,04 + 0,049) = 39,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$39,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 702,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Рассмотренный кабель ПвВнг 1x185/95 – 64/110 удовлетворяет условиям выбора, прошел необходимые проверки, включая стойкость к воздействию токов короткого замыкания и может быть рекомендован для связи трансформаторов подстанции предприятия с питающей электростанцией.

6.2 Расчет и выбор электрических аппаратов на стороне низкого напряжения подстанции

6.2.1 Высоковольтные выключатели 10 кВ

Опираясь на конструктивные особенности и опыт эксплуатации подобных электрических аппаратов на других подстанциях предприятия

предварительно выбираем трансформатор тока высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-50.

Данные электрические аппараты выбираются и проверяются на выполнение следующих условий:

- выбирается по значению номинального напряжения электрической сети в месте установки аппарата [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (53)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбирается по значению номинального тока силового трансформатора, приведенному к соответствующей стороне напряжения [14]:

$$I_{max} < I_n, \quad (54)$$
$$2425 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

максимальное значение тока в обмотке низкого напряжения определяется с учетом расщепления и возможного увеличения тока при отключении одного из трансформаторов:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (55)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 2425 \text{ А};$$

- проверяются на возможность отключения максимально возможного тока короткого замыкания [14]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (56)$$
$$16.4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (57)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 29 \text{ кА},$$

при этом значение аperiodической составляющей тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (58)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 16.4 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.06}} = 14.2 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (59)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{41}{100} \right) \cdot 50 = 29 \text{ кА},$$

- «проверяется по предельному сквозному току короткого замыкания» [14]:

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (60)$$

$$43.6 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА};$$

- проверяется на термическую устойчивость к тепловому воздействию тока КЗ до момента его отключения релейной защитой и прерывания коммутационным аппаратом [14]:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (61)$$

$$32.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Рассмотренный аппарат ВВУ-СЭЦ-П-10-50 удовлетворяет условиям выбора, прошел необходимые проверки, включая стойкость к воздействию

токов короткого замыкания и может быть рекомендован к размещению на подстанции предприятия.

6.2.2 Трансформаторы тока на напряжение 10 кВ

Опираясь на конструктивные особенности и опыт эксплуатации подобных электрических аппаратов на других подстанциях предприятия предварительно выбираем трансформатор тока ТЛШ – 10 – 2000/5.

Данные электрические аппараты выбираются и проверяются на выполнение следующих условий:

- выбирается по значению номинального напряжения электрической сети в месте установки аппарата [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (62)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбирается по значению номинального тока силового трансформатора, приведенному к соответствующей стороне напряжения [14]:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (63)$$

$$1734 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

- проверяется на электродинамическую устойчивость к воздействию ударного тока короткого замыкания [14]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (64)$$

$$43.6 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяется на термическую устойчивость к тепловому воздействию тока КЗ до момента его отключения релейной защитой и прерывания коммутационным аппаратом [14]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (65)$$

$$32.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 39.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- проверяется по величине сопротивления нагрузки, подключаемой ко вторичным цепям измерительного трансформатора [14]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (66)$$

при проведении практических расчетов, реактивная составляющая сопротивления не учитывается $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (67)$$

Сопротивление подключенных приборов определяется через их полную мощность для фазы с наибольшей нагрузкой, если присутствует неравномерность распределения нагрузки по фазам.

На стороне низкого напряжения ко вторичным цепям трансформатора тока подключены амперметр, счетчики активной и реактивной электрической энергии, ваттметр, варметр с максимальным значением нагрузки 6,5 ВА:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (68)$$

$$R_{приб} = \frac{6.45}{5^2} = 0.258 \text{ Ом}.$$

Тогда, зная сопротивление подключенных приборов и устройств определяем допустимое значение сопротивления:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$

$$R_{np} = 0.8 - 0.258 - 0.1 = 0.442 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления пересчитываем в соответствующее ему сечение проводника с медными жилами:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (69)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 1.73 \cdot 40}{0.442} = 2.75 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение проводника равным 4 мм².

Рассмотренный аппарат ТЛШ – 10 – 2000/5 удовлетворяет условиям выбора, прошел необходимые проверки, включая стойкость к воздействию токов короткого замыкания и может быть рекомендован к размещению на подстанции предприятия.

6.2.3 Трансформаторы напряжения 10 кВ

Опираясь на конструктивные особенности и опыт эксплуатации подобных электрических аппаратов на других подстанциях предприятия предварительно выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10:

Данные электрические аппараты выбираются и проверяются на выполнение следующих условий:

- выбирается по значению номинального напряжения электрической сети в месте установки аппарата [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (70)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбираются по классу точности в соответствии с требованиями к точности измерений [14];

- проверяется по величине нагрузки в принятом классе точности, подключаемой ко вторичным цепям измерительного трансформатора [14]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (71)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (72)$$

Защита измерительного трансформатора от сверхтоков осуществляется при помощи входящего в комплект поставки высоковольтного предохранителя ПКТ-101-10. На стороне низкого напряжения ко вторичным цепям трансформатора напряжения подключены вольтметр и счетчики активной и реактивной электроэнергии, ваттметр и варметр с максимальной нагрузкой 23 Вт активной мощности и 29 вар реактивной мощности.

С учетом данных значений мощностей подключенных приборов условие выбора по мощности вторичной нагрузки выполняется:

$$36 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Рассмотренный аппарат ЗНОЛ-СЭЩ-10 удовлетворяет условиям выбора, прошел необходимые проверки, включая стойкость к воздействию токов короткого замыкания и может быть рекомендован к размещению на подстанции предприятия.

6.2.4 Выбор жесткой ошиновки

Выбираем по экономической плотности тока, рассчитанной через номинальный ток силового трансформатора, приведенный к соответствующей стороне напряжения:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_3}; \quad (73)$$

$$s = \frac{1732}{1} = 1732 \text{ мм}^2.$$

Поскольку сечение получается слишком большим для одиночного проводника, то выбираем две алюминиевые прямоугольные шины 100x10 мм с максимальным допустимым продолжительным током 2860 А.

«Минимально допустимое сечение шины по термической стойкости определим по формуле» [14]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (74)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{43} \cdot 10^3}{66} = 99.4 \text{ мм}^2.$$

«Максимальная сила, действующая на проводник при трехфазном КЗ может быть определена по формуле» [14]:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\delta}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (75)$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 21500^2 \cdot 1 \cdot 1 = 80.1 \text{ Н}.$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины определим по формуле» [14]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (76)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.1^2}{6} = 1.7 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале шины определим по формуле»

[14]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (77)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{80.1 \cdot 1}{8.1.7 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.6 \text{ МПа} .$$

Проверим на электродинамическую стойкость по формуле [14]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (78)$$

$$0.6 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа} ,$$

при этом допустимое значение определяем из выражения

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (79)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа} .$$

«Момент инерции поперечного сечения шины определим по формуле»

[14]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (80)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.1^3}{12} = 8.3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4 .$$

«Частоту собственных колебаний найдем по формуле» [14]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (81)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 8.3 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 239.8 \text{ Гц}.$$

Поскольку полученное значение частоты превышает 200 Гц, то условий для появления механического резонанса в материале шин не возникает.

6.2.5 Выбор и проверка опорных изоляторов

Для крепления шин на подстанции предусматриваем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ2 .

Данные изделия выбираются и проверяются на выполнение следующих условий:

- выбирается по значению номинального напряжения электрической сети в месте установки [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (82)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- проверяется на не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора [14]:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{дон}, \quad (83)$$

$$80.1 \text{ Н} < 1500 \text{ Н},$$

при этом допустимое значение нагрузки определяем:

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (84)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.18} = 1500 \text{ Н}.$$

высота изолятора принимается равной:

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (85)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.1}{2} = 0.18 \text{ м.}$$

Рассмотренные опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ2 удовлетворяет условиям выбора, прошли необходимые проверки и могут быть рекомендованы к размещению на подстанции предприятия.

Таким образом все выбранное электрооборудование на сторонах 110 и 10 кВ подстанции промышленного предприятия прошло необходимые проверки.

В данном разделе выпускной квалификационной работы произведён выбор электрических аппаратов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия взамен устаревшего оборудования. На стороне высокого напряжения 110 кВ подстанции выбраны измерительные трансформаторы тока, которые были проверены на стойкость к термическому воздействию тока короткого замыкания и на не превышение величины вторичной нагрузки, подключаемой к трансформаторам тока. Выбрана кабельная линия с изоляцией из сшитого полиэтилена, по которой электроэнергия поступает от теплоэлектростанции на главную позитивную подстанцию. На стороне низкого напряжения трансформаторной подстанции выбраны новые комплектные ячейки и электрические аппараты: высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, жёсткая ошиновка и опорные изоляторы. Всё оборудование выбиралось по номинальному напряжению в месте установки и расчётным значениям токов, протекающих через аппараты. Коммутационное оборудование проверялась на возможность отключения максимальных значений токов коротких замыканий и на устойчивость к разрушающему воздействию токов КЗ.

7 Расчет уставок микропроцессорной защиты силовых трансформаторов на ГПП

7.1 Расчет уставок дифзащиты СТ, построенной на блоках БМРЗ

Расчёт уставок выполняется в соответствии с указаниями предприятия изготовителя устройств БМРЗ-ТД-12-20-21 [16, 17].

7.1.1 Расчёт параметров элементов, входящих в схему замещения

«Сопротивление системы определим по формуле» [16]:

$$X_{C \max} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \max}}, \quad (86)$$

$$X_{C \max} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом},$$

$$X_{C \min} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \min}}, \quad (87)$$

$$X_{C \min} = \frac{115^2}{1500} = 8,817 \text{ Ом}.$$

где « $S_{K \max}$ и $S_{K \min}$ – максимальная и минимальная мощность короткого замыкания системы, МВА» [16].

«Напряжение обмотки ВН при крайних положениях переключателя РПН найдем по формуле» [16]:

$$U_{\min.BH} = \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right), \quad (88)$$

$$U_{\min.BH} = \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 96,58 \text{ кВ},$$

$$U_{\max.BH} = \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right), \quad (89)$$

$$U_{\max.BH} = \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 133,423 \text{ кВ.}$$

где « n – число ступеней регулирования РПН;

ΔU - шаг регулирования напряжения РПН» [16].

Найденное значение ограничиваем до величины $U_{\max.BH} = 126 \text{ кВ}$, которая является максимально допустимой по условиям изоляции в сетях с номинальным напряжением 110 кВ.

«Сопротивление трансформатора найдем по формуле» [16]:

$$x_{T.BH \max} = \frac{U_{K \max}}{100} \cdot \frac{U_{\max.BH}^2}{S_{T.H}}, \quad (90)$$

$$x_{T.BH \max} = \frac{1,4875}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 3,749 \text{ Ом,}$$

$$x_{T.BH \min} = \frac{U_{K \min}}{100} \cdot \frac{U_{\min.BH}^2}{S_{T.H}}, \quad (91)$$

$$x_{T.BH \min} = \frac{1,355}{100} \cdot \frac{96,58^2}{63} = 2,006 \text{ Ом,}$$

$$x_{T.HH1cp} = x_{T.HH2cp} = \frac{U_{K.HHcp}}{100} \cdot \frac{U_{cp.BH}^2}{S_{T.H}}, \quad (92)$$

$$x_{T.HH1cp} = x_{T.HH2cp} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 38,573 \text{ Ом.}$$

где « $U_{K.\max}$ и $U_{K.\min}$ – напряжения короткого замыкания трансформатора на высокой стороне при РПН в максимальном и минимальном положении» [16].

«Сопротивление линии найдем по формуле» [16]:

$$x_l = x_{y\partial} \cdot l, \quad (93)$$

$$x_d = 0,147 \cdot 2 = 0,294 \text{ Ом.}$$

7.1.2 Расчет уставок дифотсечки

«Относительный ток небаланса при максимальном значении тормозного тока внешнего короткого замыкания найдем по формуле» [16]:

$$I_{НБ.расч} = (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{\max} + U_{РЕГ} \cdot k_{ТОК} + \gamma) \cdot \frac{I_{кз. \max. прив}^{нн}}{I_{НОМ.Т}^{ВН}}, \quad (94)$$

$$I_{НБ.расч} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1414,412}{316,288} = 2,058 \text{ А.}$$

где « $k_{ПЕР} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$k_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

ε_{\max} – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{кз. \max. прив}^{нн}$;

$k_{ТОК}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего к.з. к току к.з.;

γ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч» [16].

«Значения относительных погрешностей при регулировании напряжения найдем по формуле» [16]:

$$U_{РЕГ} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}, \quad (95)$$

$$U_{РЕГ} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 16,02.$$

«Уставку срабатывания ДТО найдем по формуле» [16]:

$$I_{ДТО} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.расч}, \quad (96)$$

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot 2,058 = 2,47 \text{ А.}$$

7.1.3 Расчет уставки тока трогания дифзащиты

«Относительный ток небаланса найдем по формуле» [16]:

$$I_{НБ.расч} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} \cdot k_{ТОК} + \gamma), \quad (97)$$

$$I_{НБ.расч} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,155 \text{ А.}$$

«Уставку начального тока срабатывания ДЗТ найдем по формуле» [16]:

$$I_{ДЗТ.нач} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.расч} = 1,5 \cdot 0,1551 = 0,23265 \text{ А,}$$

Округляем до ближайшего большего десятичного значения 0,3.

7.1.4 Расчет уставки для коэффициента торможения на втором участке тормозной характеристики

«Расчетное относительное значение тока небаланса найдем по формуле»

[16]:

$$I_{НБ.расч.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ} + \gamma), \quad (98)$$

$$I_{НБ.расч.2} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} + 0,05) = 0,6153 \text{ А.}$$

«Ток срабатывание ДЗТ2 найдем по формуле» [16]:

$$I_{ДЗТ,2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.расч,2}, \quad (99)$$

$$I_{ДЗТ,2} = 1,2 \cdot 0,615 = 0,738 \text{ А.}$$

«Коэффициент торможения для второго участка тормозной характеристики ДЗТ найдем по формуле» [16]:

$$K_{ТОРМ,2} = \frac{I_{ДЗТ,2} - I_{ДЗТ,нач}}{1,5 - 0,5}, \quad (100)$$

$$K_{ТОРМ,2} = \frac{0,738 - 0,3}{1,5 - 0,5} = 0,438.$$

7.1.5 Расчет уставки для коэффициента торможения на третьем участке тормозной характеристики

«Значение тока торможения найдем по формуле» [16]:

$$I_{К,ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{неп} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К,макс}}{I_{НОМ.ТР}^{ВН}}, \quad (101)$$

$$I_{К,ТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{1414,412}{316,288} = 3,913 \text{ А.}$$

«Коэффициент торможения для третьего участка тормозной характеристики ДЗТ найдем по формуле» [16]:

$$K_{ТОРМ,3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ,2}}{I_{К,ТОРМ} - I_{ТОРМ,2}}, \quad (102)$$

$$K_{ТОРМ,3} = \frac{2,47 - 0,738}{3,913 - 1,5} = 0,717.$$

7.1.6 Определение коэффициента чувствительности дифзащиты

«Минимальное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН найдем по формуле» [16]:

$$I_{кз.min.прив}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{Cmax} + X_{л} + x_{Т.ВН min} + x_{Т.НН1ср})}, \quad (103)$$

$$I_{кз.min.прив}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115}{1,73 \cdot (2,645 + 0,294 + 2,006 + 38,573)} = 1109,59 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ найдем по формуле» [16]:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.min.прив}^{НН} \cdot (1 - \varepsilon_{min})}{I_{НОМ.ТР}^{ВН} \cdot I_{ДЗТ.нач}}, \quad (104)$$

$$K_{ч} = \frac{1109,59 \cdot (1 - 0,1)}{316,29 \cdot 0,3} = 10,5.$$

Поскольку значение коэффициента чувствительности превышает значение 2, то параметры защиты выбраны верно, и она надёжно защищает силовой трансформатор даже при минимальных значениях тока короткого замыкания.

В разделе выполнен расчёт уставок микропроцессорных блоков релейной защиты силового трансформатора главной понизительной подстанции, выполненной на базе блоков БМРЗ, определены как характерные точки самой защитной характеристики дифференциальной защиты, так и уставки дифференциальной отсечки.

8 Определение расчетной мощности потребителей системы собственных нужд подстанции

В собственные нужды подстанции входят электроприемники обеспечивающие функционирование всех элементов подстанции [19]. Как правило эти электроприемники относятся к первой и второй категориям по надежности электроснабжения.

На рассматриваемой подстанции предприятия такими ЭП являются:

- электрические двигатели, обеспечивающие функционирование системы охлаждения и движение трансформаторного масла в СТ - 88,8 кВт;
- подогрев ячеек КРУ - 5 кВт;
- подогрев шкафа РЗ - 5 кВт;
- электрообогрев, система освещения и принудительная вентиляция ЗРУ - 25 кВт;
- электрообогрев, система освещения и принудительная вентиляция помещений для обслуживающего персонала - 12 кВт;
- электроосвещение наружной территории ГПП - 4 кВт;
- подзарядные аппараты системы постоянного оперативного тока подстанции - 20 кВт.

Суммарное значение нагрузки потребителей собственных нужд подстанции равно 160 кВт, а учитывая загрузку каждого из трансформаторов подстанции в нормальном режиме не более 70%, расчетная мощность каждого из ТСН составит 112 кВт.

Выводы: в разделе были определены нагрузки потребителей собственных нужд подстанции, по которым были выбраны для установки на ПС три трансформатора ТЛС-40.

9 Расчет системы заземления ГПП

Продолжительность протекания тока короткого замыкания складывается из времени срабатывания РЗ и собственного времени высоковольтного выключателя, на рассматриваемой подстанции оно составляет 0.04 с и этому времени по нормативным документам соответствует напряжение прикосновения не более 0,2 кВ.

«Напряжение на заземлителе найдем по формуле» [20]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.дон}}}{K_{\text{II}}}, \quad (105)$$

$$U_3 = \frac{200}{0,121} = 1652,6 \text{ В},$$

где значение коэффициента прикосновения определяем, как:

$$K_{\text{II}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (106)$$

$$K_{\text{II}} = \frac{0,5 \cdot 0,943396}{\left(\frac{5 \cdot 936}{5 \cdot \sqrt{2074}}\right)^{0,45}} = 0,121,$$

где « $M=0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , т.к. грунт принят однородным;

$l_6 = 5$ м – длина вертикального заземления;

$L_2 = 61 \cdot 13 + 34 \cdot 7 = 936$ м – длина горизонтального заземлителя;

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

$S = 2074$ м² – площадь заземляющего устройства» [20];

коэффициент, соответствующий внутреннему электрическому сопротивлению человеческого тела:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{\epsilon.c}}, \quad (107)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.943.$$

Полученное значение 1,6 кВ не превышает максимального 10 кВ.

«Сопротивление ЗУ должно удовлетворять неравенству» [20]:

$$R_3 < R_{3.дон}. \quad (108)$$

«Число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя найдем по формуле» [20]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (109)$$

$$m = \frac{936}{2 \cdot 45,541} - 1 = 9,3.$$

«Длину полос в расчетной модели найдем по формуле» [20]:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m + 1), \quad (110)$$

$$L_2' = 2 \cdot 45,541 \cdot 10 = 910,8 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей по периметру контура найдем по формуле» [20]:

$$n_{\epsilon} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\epsilon}}, \quad (111)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{45,5 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 36,4.$$

«Суммарную длину вертикальных заземлителей найдем как» [20]:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6, \quad (112)$$

$$L_6 = 5 \cdot 37 = 180 \text{ м.}$$

«Относительную глубину погружения вертикальных электродов найдем по формуле» [20]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (113)$$

$$\frac{5 + 0,7}{45,541} = 0,125.$$

«Суммарное сопротивление сложного заземлителя» [20]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (114)$$

$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{40}{45,5} + \frac{40}{910,8 + 180} = 0,35 \text{ Ом,}$$

где « ρ_3 – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_6 = l_6 \cdot n_6$ – общая длина вертикальных заземлителей» [20].

где

$$A = \left(0,444 - 0,84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (115)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{45,541} = 0,35.$$

Вывод: полученное сопротивление сложного заземлителя подстанции меньше установленного в нормативных документах значения 0,5 Ом, что подтверждает достаточность установки в контуре заземления 37 вертикальных стержней.

10 Расчет молниезащиты ГПП

Для защиты подстанции от поражения ударами молний предварительно принимаем установку одиночного стержневого молниеотвода.

«Высота вершины конуса защиты молниеотвода может быть найдена по формуле» [20]:

$$h_0 = 0,7 \cdot h, \quad (116)$$

$$h_0 = 0,7 \cdot 61 = 41,35 \text{ м.}$$

«Максимальный радиус молниезащиты найдем по формуле» [20]:

$$r_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h - 30)] \cdot h, \quad (117)$$

$$r_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (61 - 30)] \cdot 61 = 33,9 \text{ м.}$$

«Максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на уровне защищаемого объекта найдем по формуле» [20]:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (118)$$

$$r_x = \frac{33,9 \cdot (41,35 - 6,5)}{41,35} = 28,57 \text{ м.}$$

Вывод: расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода достаточна для защиты всей территории подстанции на расчетной высоте, соответствующей максимальной высоте защищаемых объектов.

Заключение

В работе приводится краткое описание существующей схемы питания установленного электрооборудования, имеющиеся проблемы в системе электроснабжения предприятия. Установлено, что основные электрические аппараты, установленные на главной подстанции предприятия, многократно выработали свой ресурс и нуждаются в скорейшей замене. Определены годовые объемы передаваемой электроэнергии по отдельным обмоткам СТ и по подстанции в целом. Определены показатели годового графика нагрузки и максимальное значение потребляемой мощности за год.

Сравнивая полученные в результате расчетов значения приведенных затрат был сделан вывод, что они различаются менее чем на 0,2%, поэтому решающим фактором будет выбор по техническим характеристикам, которые лучше для варианта с установкой трех трансформаторов по 63 МВА каждый, как это сейчас и реализовано на ГПП. Данный вариант позволяет получить меньшие токи КЗ, меньшие рабочие токи, что улучшает условия эксплуатации коммутационных аппаратов, а также дает более широкие возможности по подключению к трансформаторам нагрузок с разными режимами работы.

Схема на стороне высокого напряжения подстанции остаётся неизменной, подстанция выполняется по схеме глубокого ввода. Распределительное устройство низкого напряжения также не претерпевает изменений поскольку количество трансформаторов на ГПП не меняется. Всего в распределительном устройстве 10 кВ устанавливается 6 секции сборных шин, связанных между собой через устройство АВР.

В результате проведенных расчетов были определены расчетные действующие значения трехфазного и однофазного токов КЗ в расчетных точках, а также полученное значение ударного тока короткого замыкания.

Произведен выбор электрических аппаратов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия взамен устаревшего оборудования. На стороне высокого напряжения 110 кВ подстанции выбраны

измерительные трансформаторы тока, которые были проверены на стойкость к термическому воздействию тока короткого замыкания и на не превышение величины вторичной нагрузки, подключаемой к трансформаторам тока. Выбрана кабельная линия с изоляцией из сшитого полиэтилена, по которой электроэнергия поступает от теплоэлектроцентрали на главную позитивную подстанцию. На стороне низкого напряжения трансформаторной подстанции выбраны новые комплектные ячейки и электрические аппараты: высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, жёсткая ошиновка и опорные изоляторы. Всё оборудование выбиралось по номинальному напряжению в месте установки и расчётным значениям токов, протекающих через аппараты. Коммутационное оборудование проверялась на возможность отключения максимальных значений токов коротких замыканий и на устойчивость к разрушающему воздействию токов КЗ

Выполнен расчёт уставок микропроцессорных блоков релейной защиты силового трансформатора главной понизительной подстанции, выполненной на базе блоков БМРЗ, определены как характерные точки самой защитной характеристики дифференциальной защиты, так и уставки дифференциальной отсечки.

Определены нагрузки потребителей собственных нужд подстанции, по которым были выбраны для установки на ПС три трансформатора ТЛС-40.

Получено сопротивление сложного заземлителя подстанции, которое меньше установленного в нормативных документах значения 0,5 Ом, что подтверждает достаточность установки в контуре заземления 37 вертикальных стержней.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода достаточна для защиты всей территории подстанции на расчетной высоте, соответствующей максимальной высоте защищаемых объектов.

Список используемых источников

1. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с.
2. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района: монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Данилов М.И., Романенко И.Г. Инженерные системы зданий и сооружений (электроснабжение с основами электротехники) [Электронный ресурс]: учебное пособие (курс лекций). Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. 223 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/63087.html> (дата обращения: 15.02.2022).
5. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
6. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
8. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.

9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
10. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
11. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
12. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2018. 416 с.
13. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» (для версий 3.00 и новее) [Электронный ресурс] : URL: <http://s.siteapi.org/14956361ff1a9ce.ru/docs/b484ba057e0f7cee3d0d78bae991fd8f45a989b9.pdf> (дата обращения: 07.01.2022).
14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
15. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
16. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
17. Artemenko M. Y., Polishchuk S. Y., Mykhalskyi V. M., Shapoval I. A. Apparent power decompositions of three-phase power supply system to develop control algorithms of shunt active filter // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). Kiev. 2017. pp. 495-499.
18. Bayliss C. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Newness, 2012. 1180 p.

19. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.
20. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 p.
21. Hewitson Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books). Newnes, 2005. 290 p.
22. Lakervi E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2005. 338 p.
23. Lukutin B. V., Shandarova E. B., Fuks I. L. Energy efficiency of photovoltaic power plants in stand-alone power supply systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Chelyabinsk. 2016. pp. 1-5.
24. Mcdonald J. D. Electric Power Substations Engineering. Miami: CRC PressTaylor& Francis Group, 2012. 593 p.
25. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. - PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.
26. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. - Cengage Learning, 2014. 400 p.