

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 ГПП 110/10 кВ автомобильного завода

Студент

М.Ю. Тютюрев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Бакалаврская работа выполнена на тему: «Реконструкция электрической части ГПП 110/10 кВ автомобильного завода».

При выполнении работы были определены расчетные нагрузки, получающие питание от обмоток низкого напряжения трансформаторов главной понизительной подстанции автомобильного завода, и путем сложения составлен упорядоченный годовой график нагрузки ГПП.

Определена оптимальная мощность силовых трансформаторов с учетом стоимости потерь электроэнергии и затрат на установку новых силовых трансформаторов.

Выбраны электрические схемы для открытого распределительного устройства на стороне ВН ГПП и закрытого распределительного устройства на стороне НН ГПП.

Определены значения токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН силовых трансформаторов.

Выбрано основное электрооборудование на ГПП и проверено стойкость к токам короткого замыкания.

Выбрана система оперативного тока и определены значения уставок релейной защиты.

Определены расчетные нагрузки собственных нужд подстанции.

Выполнен расчет контура заземления главной понизительной подстанции и ее системы молниезащиты.

Бакалаврская работа выполнена на 62 листах, включает в себя 4 рисунка и 3 таблицы. Графическая часть работы выполнена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание подстанции	5
2 Определение ожидаемых нагрузок подстанции	6
3 Определение количества и требуемой мощности трансформаторов подстанции.....	9
3.1 Вариант с установкой на ГПП трех силовых трансформаторов ТРДЦН-63000/110/10/10.....	10
3.2 Вариант с установкой на ГПП двух силовых трансформаторов ТРДЦН-125000/110/10/10	15
4 Выбор схем на сторонах ВН и НН подстанции	20
5 Определение значений токов короткого замыкания	21
5.1 Определение значений токов трехфазного КЗ.....	21
5.2 Определение значений токов однофазного КЗ	27
6 Выбор и проверка электрооборудования на подстанции	29
6.1 Выполним выбор и проверку электрооборудования на стороне ВН 110 кВ ГПП.....	29
6.2 Выполним выбор и проверку электрооборудования на стороне НН 10 кВ ГПП.....	33
7 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов подстанции.....	44
7.1 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на основе микропроцессорных блоков БМРЗ.....	44
8 Выбор параметров системы оперативного тока	52
9 Расчет нагрузок собственных нужд ГПП	53
10 Определение параметров системы заземления	54
11 Определение параметров молниезащиты подстанции.....	58
Заключение	59
Список используемых источников.....	60

Введение

В систему электроснабжения входят связанные между собой электроустановки, к которым относятся: главная понизительная подстанция предприятия, высоковольтные распределительные устройства, воздушные и кабельные линии электропередач, осуществляющие передачу электроэнергии от ГПП до высоковольтных РУ, затем от РУ до цеховых ТП, а затем после понижения напряжения от ТП до конечных электроприемников [1-3]. Реконструкция направлена на обеспечение следующих свойств подстанции:

- снижение технических потерь электроэнергии при нормальной эксплуатации подстанции;
- обеспечение надежной передачи электроэнергии к потребителям;
- создание безопасных условий для обслуживающего персонала;
- поддержание качества электроэнергии в рамках, установленных в ГОСТ 32144-2013, значений [4].

В результате реконструкции подстанции должна быть обеспечена требуемая надежность электроснабжения потребителей, созданы условия передачи электроэнергии без ухудшения ее качества, применены современные материалы и оборудование ведущих производителей, созданы условия для безопасной работы персонала и минимизировано влияние подстанции на экологическую обстановку.

Цель работы – обеспечение надежного функционирования ГПП предприятия по производству автомобилей.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач: определение ожидаемых нагрузок подстанции; определение количества и требуемой мощности трансформаторов подстанции; выбор схем на сторонах ВН и НН подстанции; определение значений токов короткого замыкания; выбор и проверка электрооборудования на подстанции; расчет уставок релейной защиты трансформаторов подстанции; выбор параметров системы оперативного тока; расчет нагрузок собственных нужд ГПП и т.д.

1 Описание подстанции

Главная понизительная подстанция располагается на территории Волжского автомобильного завода и имеет порядковый номер 1.

Электрооборудование, установленное на подстанции, уже много лет не менялось и находится в состоянии сильной изношенности и морального устаревания, поскольку от подстанции получают питание основные производственные мощности автозавода, вопросы реконструкции подстанции, направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей, являются особенно актуальными.

ГПП представляет собой подстанцию глубокого ввода, выполненную без распределительного устройства 110 кВ с кабельным вводом, силовыми трансформаторами, располагающимися на открытом воздухе, и закрытым распределительным устройством 10 кВ, расположенном внутри здания.

Подстанция предприятия получает питание по маслонаполненным кабелям напряжением 110 кВ от теплоэлектроцентрали Волжского автомобильного завода. На ГПП располагаются три мощных силовых трансформатора типа ТРДЦНК-63000/110/10/10 с расщепленными обмотками низкого напряжения, что позволяет получить шесть секций сборных шин, связанных между собою через секционные выключатели.

В распределительном устройстве 10 кВ располагаются устаревшие шкафы типа КР-10, укомплектованные маломасляными выключателями ВМ-10, измерительными трансформаторами тока ТПЛ-10К и ТЗЛМ и напряжения ЗНОЛТ-10. Релейная защита выполнена на электромеханических реле и морально устарела.

Таким образом, дано краткое описание текущего состояния электрооборудования на подстанции автомобильного завода, приведена установленная мощность силовых трансформаторов и схема внешнего электроснабжения.

2 Определение ожидаемых нагрузок подстанции

Имея упорядоченные годовые графики нагрузки потребителей, подключенных к сборным шинам 10 кВ подстанции, найдем годовое потребление электрической энергии по формуле [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.

Для сборных шин под номерами 1, 3 и 5 годовое потребление электроэнергии составит:

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

Для сборных шин под номерами 2, 4 и 6 годовое потребление электроэнергии составит:

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

Суммарное потребление электрической энергии электроприемниками, получающими питание от ГПП, составит:

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

«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;

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

«Коэффициент заполнения графика нагрузки ГПП найдем по формуле»

[6]:

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

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

Максимальное годовое значение полной мощности потребителей ГПП найдем по формуле:

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

где $\cos \phi_{ПС}$ - среднее значение коэффициента мощности по ПС;

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

Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции после сложения нагрузок по отдельным секциям шин представлен на рисунке 1.

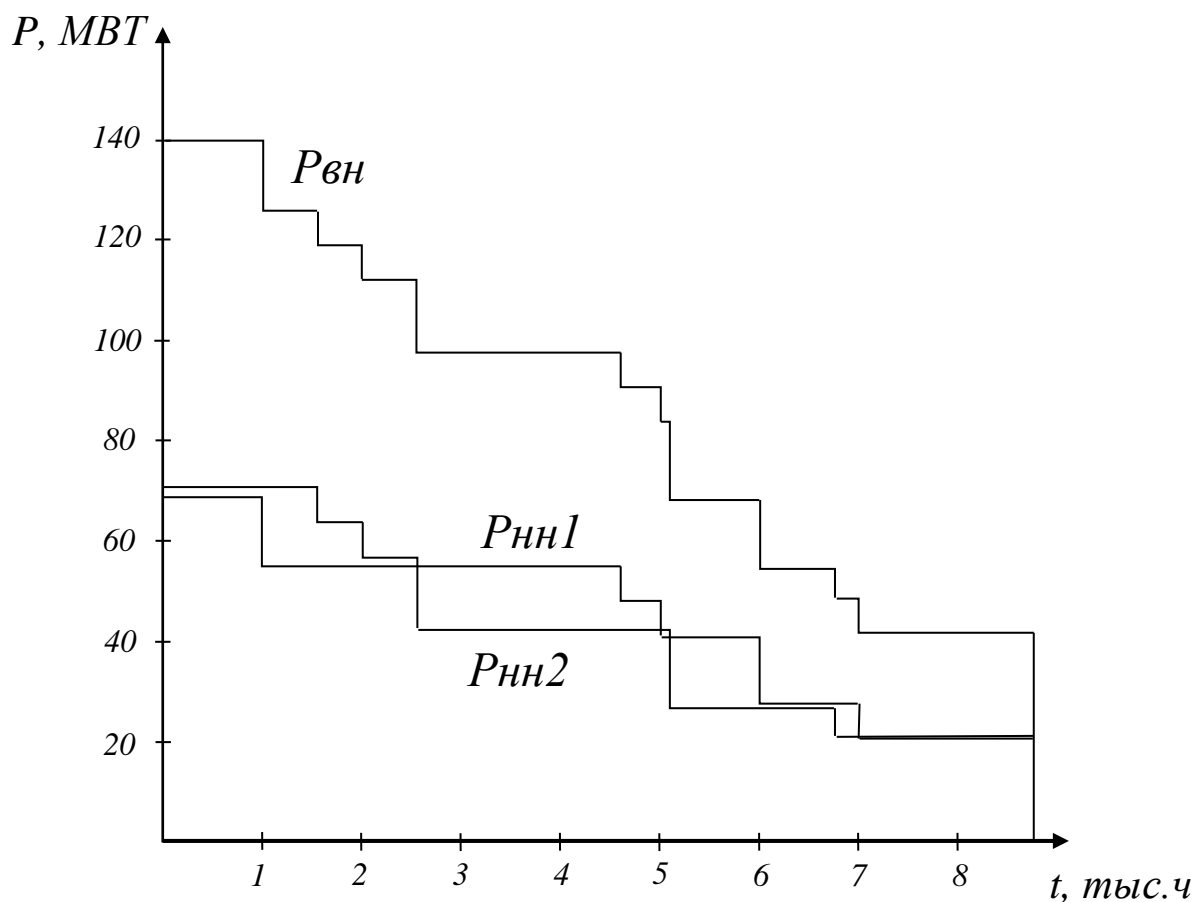


Рисунок 1 - Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции после сложения нагрузок по отдельным секциям шин

Получен суммарный упорядоченный годовой график нагрузки подстанции, определен объем передаваемой через силовые трансформаторы электроэнергии, годовое число часов максимума нагрузки и коэффициент заполнения годового суммарного графика нагрузки ГПП, при этом максимальная полная мощность потребителей, получающих питание от ГПП составила 152 МВт.

3 Определение количества и требуемой мощности трансформаторов подстанции

«Правильный выбор числа и мощности трансформаторов имеет существенное значение для рационального построения СЭС. Число трансформаторов, как и число питающих линий, определяют в зависимости от категорий потребителей. Наиболее просты и дешевы однитрансформаторные подстанции. При наличии складского резерва или связей на вторичном напряжении эти подстанции обеспечивают надежное электроснабжение потребителей второй и третьей категорий.

Если основную часть нагрузки составляют потребители первой и второй категорий, то применяют двухтрансформаторные подстанции.

При выборе мощности трансформаторов необходимо исходить из экономической нагрузки, допустимой перегрузки, числа часов использования максимума нагрузки, темпов роста нагрузки, расчетной нагрузки. Поскольку к моменту проектирования все указанные факторы нельзя определить, то мощность трансформаторов выбирают так, чтобы обеспечивалось питание полной нагрузки при работе трансформаторов в нормальных условиях с коэффициентом загрузки $0,7 \dots 0,75$. При выходе одного трансформатора или линии из строя второй трансформатор не должен быть перегружен более чем на 40% в течение 5 сут при работе в таком режиме по 6 ч каждые сутки. При этом коэффициент заполнения графика должен быть не выше $0,75$ » [7, 8].

Для электроснабжения потребителей первой категории по надежности электроснабжения на подстанции должно быть установлено не менее 2х трансформаторов. Так на подстанции уже установлено 3 силовых трансформатора, то рассмотрим варианты с тремя и двумя силовыми трансформаторами.

Номинальную мощность силового трансформатора определим по формуле:

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

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

n – число трансформаторов,

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки.

Для варианта установки на ГПП трех трансформаторов:

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

В первом варианте выбираем к рассмотрению три трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10.

Для варианта установки на ГПП двух трансформаторов:

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

Во втором варианте выбираем к рассмотрению два трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10.

3.1 Вариант с установкой на ГПП трех силовых трансформаторов ТРДЦН-63000/110/10/10

По каталогу производителя определяем технические данные трансформаторов: $U_{\kappa} = 10.5 \%$ - напряжение КЗ, $\Delta P_{\kappa} = 245$ кВт - потери короткого замыкания, $\Delta P_x = 59$ кВт - потери холостого хода, $I_x = 0.6 \%$ - ток холостого хода, $C = 28$ млн. руб - кап. затраты на трансформатор.

«Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме XX 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;

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

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

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

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

$$P'_x = \Delta P_x + 0,05 \cdot Q_x, \quad (8)$$

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

«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]:

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

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

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

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

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + 0,05 \cdot Q_{к.н}; \quad (12)$$

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

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

где

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

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

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

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

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

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{\kappa.B} + \kappa_{3.H1}^2 \cdot P'_{\kappa.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot P'_{\kappa.H2}, \quad (15)$$

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

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

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

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

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

$$\Delta W_{нс} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^{\kappa} \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.B} \cdot \kappa_{\kappa.B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H1} \cdot \kappa_{\kappa.H1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H2} \cdot \kappa_{\kappa.H2}^2 \cdot T_i \right) \quad (17)$$

Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП ТРДЦН-63000 на каждой из ступеней годового графика нагрузки представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Потери электрической энергии в трансформаторах ТРДЦН-63000 на каждой из ступеней годового графика нагрузки подстанции предприятия с разбивкой по потерям холостого хода и короткого замыкания

i	S_{ei} , МВА	$S_{н1i}$, МВА	$S_{н2i}$, МВА	n_i	T_i , ч	W_{xi} , кВт·ч	$K_{эв}$	$K_{эн1}$	$K_{эн2}$	$W_{кв}$, кВт·ч	$W_{кн1}$, кВт·ч	$W_{кн2}$, 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
Суммарные годовые значения						2354250				309960	2133996	1913066
$\Sigma W_{nc} = 6404236$ кВт·ч												

3.2 Вариант с установкой на ГПП двух силовых трансформаторов ТРДЦН-125000/110/10/10

По каталогу производителя определяем технические данные трансформаторов: $U_{\kappa} = 10.5 \%$, $\Delta P_{\kappa} = 400$ кВт, $\Delta P_x = 100$ кВт, $I_x = 0.55 \%$, $C = 44$ млн. руб.

«Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме ХХ найдем по формуле 6» [7]:

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

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

$$K_{3.8} = \frac{151,8}{2 \cdot 125} = 0,607;$$

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

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

«Приведенные потери активной и реактивной мощности в стали СТ в режиме ХХ 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]:

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

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

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

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

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 125000 = 22968,7 \text{ квар}.$$

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

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

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 800 + 0,05 \cdot 22968,7 = 1948,4 \text{ кВт},$$

где

$$P_{к.л} = P_{к.в} = 0 \cdot 400 = 0 \text{ кВт};$$

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

«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]:

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

Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП ТРДЦН-125000 на каждой из ступеней годового графика нагрузки представлены в таблице 2.

Значение стоимости 1 кВт·ч электрической энергии найдем по формуле:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_m} + \beta; \quad (18)$$

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

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

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

Суммарное значение стоимости потерь электрической энергии за год в СТ главной понизительной подстанции определим по формуле:

$$I_э = \Delta W_{nc} \cdot C_э; \quad (19)$$

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

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

где $I_{э,63}$ - годовые потери электроэнергии в денежном выражении в СТ мощностью 63000 кВА,

$I_{э,125}$ - годовые потери электроэнергии в денежном выражении в СТ мощностью 125000 кВА.

Таблица 2 - Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП ТРДЦН-125000 на каждой из ступеней годового графика нагрузки

i	$S_{\text{в}i}$, МВА	$S_{\text{н}1i}$, МВА	$S_{\text{н}2i}$, МВА	n_i	T_i , ч	W_{xi} , кВт·ч	$K_{\text{зб}}$	$K_{\text{зн}1}$	$K_{\text{зн}2}$	$W_{\text{кв}}$, кВт·ч	$W_{\text{кн}1}$, кВт·ч	$W_{\text{кн}2}$, кВт·ч
1	151,8	74,9	76,9	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
Итого за год						2354250				234330	1482282	1328824
$\Sigma W_{\text{nc}} = 5399687$ кВт·ч												

Определим значения приведенных затрат для обоих вариантов по формуле:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + p_{сум} \cdot K + I_э, \quad (20)$$

где $E_n = 0,1$ - принятое значение нормативного коэффициента дисконтирования;

K - значение капитальных затрат на силовые трансформаторы установленные на ГПП, которое для СТ мощностью 63000 кВА составляет 28 млн. руб., а для СТ мощностью 125000 кВА составляет 44 млн. руб.

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

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

По минимальному значению приведенных затрат и с целью обеспечения лучшей электромагнитной совместимости потребителей, получающих питание от трансформаторов ГПП, принимаем к реализации вариант с установкой трех СТ типа ТРДЦН-63000 с напряжением ВН 110 кВ и расщепленной обмоткой низкого напряжения 10 кВ.

4 Выбор схем на сторонах ВН и НН подстанции

В настоящее время выбор схемы подстанции при проведении ее реконструкции не должен приводить к увеличению занимаемой ею площади, особенно для подстанций, располагающихся на территории действующих предприятий. Внедряемые средства автоматизации должны позволять эксплуатацию подстанции без постоянного нахождения оперативного персонала.

На вновь вводимых и реконструируемых подстанциях на напряжении 110 кВ запрещены схемы с установкой отделителей и короткозамыкателей. При наличии такие схемы должны заменяться на схемы с высоковольтными выключателями. Кроме того, запрещен прием высоковольтных воздушных линий без установки порталов за исключением только подстанций, размещающихся в районах крайнего севера. При этом для сооружения порталов должны применяться современные высокопрочные коррозионно-устойчивые материалы. Рассматриваемая подстанция на стороне ВН не имеет ОРУ, а все коммутационные аппараты устанавливаются на ОРУ электростанции от которой приходит питание по кабельным линиям.

В распределительных устройствах напряжением 6 или 10 кВ применяется одиночная секционированная на две секции выключателем система шин. При установке силовых трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения используется двойная секционированная система шин [9-11].

Таким образом на рассматриваемой подстанции при установке трех трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения число секций шин составит 6 штук. В качестве коммутационных аппаратов в РУ низкого напряжения ГПП рекомендуется использовать вакуумные выключатели.

5 Определение значений токов короткого замыкания

Основными причинами возникновения коротких замыканий в сетях электроснабжения предприятий являются нарушения изоляции токоведущих частей, ошибочные действия персонала предприятия или непреднамеренный контакт незаизолированных токоведущих частей с другими частями или корпусом.

Короткие замыкания могут приводить к длительным перерывам в электроснабжении, выходу из строя оборудования, нарушениям технологического процесса и даже стать причиной пожара.

«Увеличение тока в цепи приводит к возрастанию механического воздействия электродинамических сил на электроаппараты и повышению нагрева токоведущих частей пропорционально квадрату силы тока. Кроме того, снижается напряжение. При трехфазном коротком замыкании напряжение в точке КЗ падает до нуля, а в смежных участках сети напряжение тем ниже, чем ближе эти участки к месту короткого замыкания.

Для уменьшения последствий аварий в электрической сети при коротких замыканиях необходимо обеспечивать быстрое отключение поврежденного элемента сети, выбирать аппаратуру таким образом, чтобы она была устойчивой к кратковременному воздействию тока короткого замыкания. Следовательно, надо уметь рассчитывать токи короткого замыкания для выбора аппаратуры электросети и разработки мероприятий, обеспечивающих работу системы электроснабжения при внезапном коротком замыкании» [7].

5.1 Определение значений токов трехфазного КЗ

Для определения значений токов короткого замыкания предварительно составляется расчетная схема (рисунок 2) с нанесёнными на нее точками КЗ для которых будет произведен расчет. Составляем расчетную схему для определения значений токов КЗ, и намечаем расчетные точки.

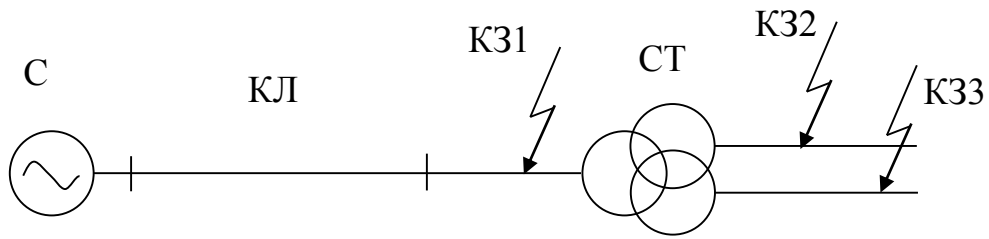


Рисунок 2 – Расчетная схема с нанесёнными на нее точками КЗ для которых будет произведен расчет

Основываясь на расчетной схеме составляем схему замещения (рисунок 3) с указанием всех входящих в нее элементов.

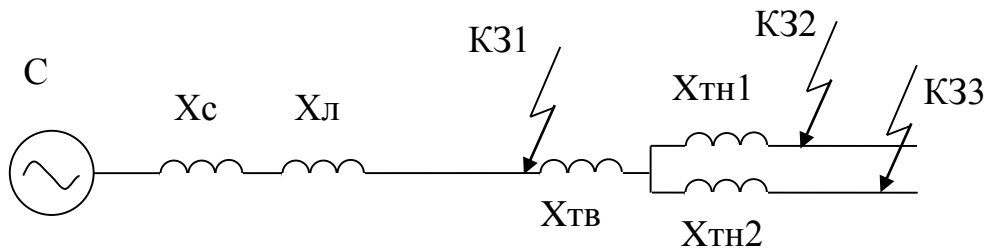


Рисунок 3 – Схема замещения с указанием всех входящих в нее элементов

Найдем значение сопротивления системы:

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

где S_{δ} - базисная мощность,

S_k - мощность КЗ;

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

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

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

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

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

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

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

где X и R – индуктивное и активное сопротивление СТ,

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

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

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

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

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

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

l - длина линии;

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

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

где $R_{y\partial}$ - погонное активное сопротивление;

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

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

$$I_{n,o} = \frac{1}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} . \quad (28)$$

где I_{δ} - базисный ток,

$x_{*рез(\delta)}$ - результирующее сопротивление;

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

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

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

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

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент;

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

$$T_{a,\kappa1} = \frac{x_c + x_n}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_n} , \quad (31)$$

где f – частота сети;

$$T_{a.k1} = \frac{0,216 + 0,022}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,015} = 0,049 \text{ с.}$$

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

$$T_{a.k2} = T_{a.k2} = \frac{x_c + x_l + x_{T.B} + x_{T.H}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l + R_{T.B} + R_{T.H}}; \quad (32)$$

$$T_{a.k2} = T_{a.k2} = \frac{0,216 + 0,022 + 0,208 + 2,917}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (0,015 + 0,008 + 0,108)} = 0,082 \text{ с.}$$

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

$$k_{y\partial.k1} = 1 + e^{-\tau/T_a}, \quad (33)$$

$$k_{y\partial.k1} = 1 + e^{-0,01/0,04898} = 1,815.$$

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

$$k_{y\partial.k2} = k_{y\partial.k3} = 1 + e^{-\tau/T_a}, \quad (34)$$

$$k_{y\partial.k2} = k_{y\partial.k3} = 1 + e^{-0,01/0,0816} = 1,885.$$

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

$$x_{\Sigma k1} = x_c + x_l, \quad (35)$$

$$x_{\Sigma k1} = 0,216 + 0,022 = 0,238 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma k2} = x_{\Sigma k3} = x_c + x_l + x_{TB} + x_{TH}, \quad (36)$$

$$x_{\Sigma k2} = x_{\Sigma k3} = 0,216 + 0,022 + 0,208 + 2,917 = 3,363 \text{ Ом.}$$

«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]:

$$I_{n,o} = \frac{1}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}, \quad (38)$$

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

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

«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]:

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

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

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

5.2 Определение значений токов однофазного КЗ

Схема замещения для расчета значений токов нулевой последовательности изображена на рисунке 4.

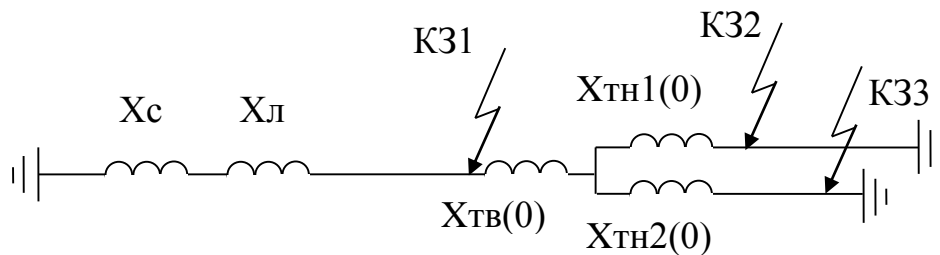


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета значений токов нулевой последовательности

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

$$x_{л(0)} = x_{л} \cdot 4; \quad (42)$$

$$x_{л(0)} = 0,022 \cdot 4 = 0,089.$$

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

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

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

«Периодическую составляющую тока несимметричного КЗ найдем по

формуле» [12]:

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

где $\Delta x^{(n)}$ - индуктивное сопротивление фазного (нулевого) проводника линии;

$$I_{n,ok1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,238 + 0,238 + 0,29} \cdot 5,02 = 19,68 \text{ кА.}$$

Действующие значения периодической составляющей тока короткого замыкания и ударного тока для трех точек, полученные в результате расчетов значения однофазного и трехфазного токов короткого замыкания сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Полученные в результате расчетов значения однофазного и трехфазного токов короткого замыкания

№ точки короткого замыкания	1-фазное	3-фазное
1	19,68	21,12
2	-	16,35
3	-	16,35

Таким образом в разделе были определены значения токов короткого замыкания в трех характерных точках.

6 Выбор и проверка электрооборудования на подстанции

6.1 Выполним выбор и проверку электрооборудования на стороне ВН 110 кВ ГПП

6.1.1 Измерительные трансформаторы тока (ТТ)

«В электроустановках трансформаторы тока предназначены для питания токовых катушек измерительных приборов и реле. При этом измерительные приборы надежно изолированы от высокого напряжения, так как в трансформаторах нет электрической связи между обмотками высокого и низкого напряжения. Вторичные обмотки ТТ заземляют, чтобы предотвратить появление высокого напряжения на измерительных приборах в случае аварийного пробоя изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения измерительного трансформатора» [7].

Предварительно принимаем к установке ТТ типа ТВ–110–600/5.

Измерительные трансформаторы тока выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальному напряжению» [14, 15]:

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

- «номинальному току» [14]:

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

- «проверяются по электродинамической стойкости» [14]:

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

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

- «проверяются по термической стойкости» [14]:

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

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

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

- «проверяются по вторичной нагрузке» [14]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (49)$$

где « $Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;
 Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [14].

В расчетах можно принять $Z_2 \approx R_2$

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

где R_k – переходное сопротивление контактов;

Для определения значения $R_{\text{приб}}$ находится величина нагрузки, подключенной к каждой фазе ТТ $S_{\text{приб}}$ и в расчетах используется максимальное значение.

Ко вторичной нагрузке ТТ относятся только МУРЗ с расчетной мощностью на фазу 1,8 ВА. Определим сопротивление устройства защиты:

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

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

Допустимое значение сопротивление провода составит:

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

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

Минимальное сечение соединительных медных проводов определим из выражения:

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

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [14];

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

Исходя из условия механической прочности минимально допустимое сечение медных жил составляет 2.5 мм^2 , его и принимаем за требуемое сечение провода.

Предварительно выбранный ТТ типа ТВ-110-600/5 прошел необходимые проверки и может быть установлен на ГПП.

6.1.2 Питающий кабель 110 кВ

«Сечение проводов линий электропередачи должно быть таким, чтобы провода не перегревались при любой нагрузке в нормальном рабочем режиме, потеря напряжения в линиях не превышала установленные пределы, а плотность тока в проводах соответствовала экономической» [7].

Для кабельных линий 110 кВ от электростанции до ГПП предприятия выбираем кабели с изоляцией из СПЭ типа ПвВнг 1х185/95 – 64/110 . Высоковольтные кабели выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- значению номинального напряжения:

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

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

- экономической плотности тока:

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

где $J_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока;

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

Принимаем к установке кабель сечением 185 мм² т.к. это сечение является минимальным для кабелей с изоляцией из СПЭ на данное напряжение.

- проверяется по нагреву токами длительного режима:

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

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

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

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

- проверяется на термическую устойчивость:

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

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

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

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

Выбранный кабель ПвВнг 1х185/95–64/110 прошел необходимые проверки и может быть установлен на ГПП.

6.2 Выполним выбор и проверку электрооборудования на стороне НН 10 кВ ГПП

6.2.1 Высоковольтный выключатель

«При размыкании электрической цепи с током между расходящимися контактами возникает дуговой разряд. Дуга образуется даже при отключении тока 0,5 А при напряжении 15 В. Продолжительность ее горения зависит от параметров цепи и условий деионизации дугового промежутка.

В дуге одновременно происходят процессы ионизации (образование свободных носителей заряда - электронов и положительно заряженных ионов) и деионизации (нейтрализация свободных носителей заряда). Дуга горит до тех пор, пока процесс деионизации не станет интенсивнее процесса ионизации. Следовательно, для быстрого гашения дуги необходима усиленная деионизация дугового разряда, так как в канале дуги температура достигает 4000 °С и интенсивно идет термическая ионизация газовой среды.

Для отключения электрических цепей с большими токами созданы отключающие аппараты, имеющие следующие дугогасящие устройства:

- газового дутья, у которых в дуговой канал поступает воздух извне или же газ, выделяющийся под действием температуры дуги из минерального масла, органического стекла или фибры дугогасительной камеры. Прохождение воздуха или газа через дугу приводит к ее гашению;
- с узкой щелью, в которых дуга с помощью магнитного дутья втягивается в узкую щель. На стенках щели, выполненных из изоляционного материала, происходят нейтрализация зарядов, охлаждение дуги и ее гашение;
- с разделением дуги на короткие дуги. На каждом коротком участке дуги возникает падение напряжения, в результате чего энергия, выделяющаяся в дуге, оказывается недостаточной для ее горения» [7], [26].

Предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель (ВВ) типа ВВУ-СЭЦ-П-10-50.

Высоковольтные выключатели выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальному напряжению» [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (53)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальному току» [14]:

$$I_{\max} < I_n, \quad (54)$$

$$2425 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (55)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 2425 \text{ А};$$

- «проверяются по отключающей способности» [14]:

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

$$16.4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$

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

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

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{рз} + t_{св}$,
 $t_{рз} = 0,01$ с. – время действия релейной защиты;
 $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя;
 β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [14];

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

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

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

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

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

$$i_{yд} \leq i_{np.c}, \quad (60)$$

где « $i_{np.c}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з.» [15];

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

- «проверяются по термической стойкости» [14]:

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

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

Предварительно выбранный высоковольтный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50 прошел необходимые проверки и может быть установлен на ГПП.

6.2.2 Измерительные трансформаторы тока 10 кВ

Предварительно принимаем к установке ТТ типа ТЛШ – 10 – 2000/5.

Измерительные трансформаторы тока выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальному напряжению» [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (62)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальному току» [14]:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (63)$$

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

- «проверяются по электродинамической стойкости» [14]:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (64)$$

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

- «проверяются по термической стойкости» [14]:

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

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

- «проверяются по вторичной нагрузке» [14]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (66)$$

В расчетах можно принять $Z_2 \approx R_2$

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

Для определения значения $R_{\text{приб}}$ находится величина нагрузки, подключенной к каждой фазе ТТ $S_{\text{приб}}$ и в расчетах используется максимальное значение [25].

Ко вторичной нагрузке ТТ относятся амперметр, счетчики активной W и реактивной V электроэнергии, ваттметр и варметр с расчетной мощностью на фазу 6,5 ВА. Определим сопротивление подключенных приборов:

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

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

Допустимое значение сопротивление провода составит:

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

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

Минимальное сечение соединительных медных проводов определим из выражения:

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

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

Выбираем ближайшее стандартное сечение из шкалы стандартных сечений равное 4 мм².

Предварительно выбранный ТТ типа ТЛШ – 10 – 2000/5 прошел необходимые проверки и может быть установлен на ГПП.

6.2.3 Измерительный трансформатор напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальному напряжению» [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (70)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «классу точности» [14];

- «величине вторичной нагрузки» [14]:

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

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения;

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

Предварительно принимаем к установке ТН типа ЗНОЛ-СЭЦ-10. Для защиты ТН используется предохранитель типа ПКТ-101-10. Ко вторичной нагрузке ТН относятся вольтметр и электросчетчики активной и реактивной электрической энергии, ваттметр и варметр с расчетной суммарной мощностью 23 Вт и 29 вар.

Тогда условие проверки будет выглядеть следующим образом:

$$36 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Предварительно выбранный ТН типа ЗНОЛ-СЭЦ-10 прошел необходимые проверки и может быть установлен на ГПП.

6.2.4 Жесткие шины

Жесткие шины выбираются по экономической плотности тока, по этому условию выбора целесообразное сечение шины составит:

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

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

Предварительно принимаем 2 шины прямоугольного сечения из алюминиевого сплава с размерами 100x10 мм. Длительно допустимый ток по данным каталога производителя составляет 2860 А.

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

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{66}, \quad (74)$$

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

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

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

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_ϕ – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [14].

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

«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]:

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

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [14];

$$\sigma_{\max} = \frac{80.1 \cdot 1}{8 \cdot 1.7 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.6 \text{ МПа}.$$

Проверим на электродинамическую стойкость по формуле» [14]:

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

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

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое напряжение в материале шин» [14]:

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

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

«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]:

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

где « l – длина пролета между изоляторами,

J – момент инерции поперечного сечения шины,

E – модуль упругости материала шины,

r_1 – параметр основной собственной частоты шины,

m – масса шины на единицу длины» [14];

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

При частоте собственных колебаний превышающей значение в 200 герц механический резонанс не возникает и данные шины могут быть рекомендованы к эксплуатации.

6.2.5 Опорные изоляторы

Предварительно принимаем к установке опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ2.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются по следующим параметрам:

- «номинальному напряжению» [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (82)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «максимально допустимой нагрузке на головку изолятора» [14]:

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

$$80.1 \text{ Н} < 1500 \text{ Н},$$

где

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

где « $F_{\text{разруш}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб,

H_u – высота изолятора» [14];

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

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

где b и h – геометрические размеры изолятора;

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

Предварительно выбранные опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ2 прошли проверку.

В данном разделе выбрано и проверено на электродинамическое и термическое воздействие токов короткого замыкания основное электрооборудование ГПП: питающие высоковольтные кабели, высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, жесткие шины и опорные изоляторы.

7 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов подстанции

«В процессе эксплуатации электрических установок могут возникать перегрузки отдельных участков сети, короткие замыкания, резкие понижения напряжения и другие ненормальные режимы работы электросетей. Сверхтоки перегрузки и коротких замыканий приводят к опасным перегревам проводников и аппаратов, к их повреждению, возникновению электрической дуги. Резкое снижение напряжения в сети может привести к нарушению устойчивости работы электрической системы или ее узлов. Чем дольше не отключен неисправный элемент сети, тем серьезней и в большем объеме могут быть повреждения оборудования. Отсюда следует, что в каждой электрической установке необходимо обеспечить быстрое автоматическое отключение поврежденного участка, сохранив в работе все остальные части системы.

Для этой цели предназначена релейная защита, представляющая собой комплект специальных устройств, обеспечивающих автоматическое отключение поврежденной части электрической сети или установки. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита должна обеспечить сигнализацию о неисправности» [7], [24].

7.1 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на основе микропроцессорных блоков БМРЗ

Расчёт дифзащиты СТ ГПП производится по рекомендациям производителя БМРЗ-ТД-12-20-21 [16, 17].

7.1.1 Расчёт значений сопротивлений элементов схемы 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]:

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

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

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

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

где n – число ступеней регулирования РПН;

ΔU - шаг регулирования напряжения РПН.

Принимаем $U_{\text{max.ВН}} = 126 \text{ кВ}$ как максимальное из допустимых значений напряжения для сетей 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]:

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

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

7.1.2 Выбор уставок срабатывания ДТО

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

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

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

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

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

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

$k_{ТОК}$ – 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]:

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

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

где n - число ступеней регулирования;

ΔU - шаг регулирования напряжения.

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

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

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

где « $k_{отс} = 1,2$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас» [16].

7.1.3 Определение уставки начального тока срабатывания ДЗТ

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

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

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

где « $k_{ПЕР} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме);

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 I_{НОМ.Т}$ » [16].

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

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

где « $k_{отс} = 1,5$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас» [16].

Выбираем уставку равной 0,3.

7.1.4 Определение уставки коэффициента торможения для второго участка тормозной характеристики дифзащиты трансформатора

«Расчетное относительное значение тока небаланса найдем по формуле» [16, 23]:

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

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

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

$\varepsilon_{1,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5 \cdot I_{НОМ.Т}$ » [16].

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

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

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

где « $k_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас» [16].

«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 Определение уставки коэффициента торможения для третьего участка тормозной характеристики дифзащиты трансформатора

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

$$I_{K,ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{неп} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2}\right) \cdot \frac{I_{K,маx}}{I_{НОМ.Т}}, \quad (101)$$

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

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

$I_{K,маx}$ – периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ, приведенная к стороне ВН, А;
 $\varepsilon_{МАКС}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{K,маx}$ » [16].

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

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

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

где « $I_{ДТО}$ – уставка срабатывания ДТО;

$I_{ДЗТ,2}$ – ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $1,5 I_{НОМ.Т}$;

$I_{K,ТОРМ}$ – ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего к.з.;

$I_{ТОРМ,2} = 1,5$ – ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения» [16].

7.1.6 Проверка чувствительности ДЗТ

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

$$I_{\text{кз. min. прив}}^{\text{НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{\text{ном. ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С max}} + X_{\text{л}} + x_{\text{Т. ВН min}} + x_{\text{Т. НН1 ср}})}, \quad (103)$$

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

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

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

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

При значении коэффициента чувствительности превышающем 2 выбранный блок БМРЗ обеспечивает необходимую чувствительность ДЗТ.

В разделе определены уставки дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на основе микропроцессорных блоков БМРЗ.

8 Выбор параметров системы оперативного тока

Для управления высоковольтными выключателями на подстанции, питания устройств защиты, сигнализации и автоматики необходим оперативный ток [22].

Выбираем на подстанции постоянный оперативный ток, как обеспечивающий максимальную надежность питания оперативных цепей и обеспечивающий повышенные требования к качеству электрической энергии для питания микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на подстанции [18].

Питание системы постоянного оперативного тока осуществляется от аккумуляторных батарей, которые в свою очередь подзаряжаются от мощного тиристорного преобразователя. Для повышения надежности систему оперативного тока разделяют на отдельные секции с независимым питанием.

К основным преимуществам постоянного оперативного тока относятся:

- высокая надежность, обеспечиваемая независимостью от наличия напряжения в основной системе электроснабжения;
- способность продолжения работы при замыкании на землю одного из полюсов при сохранении междуполюсного напряжения.

К недостаткам постоянного оперативного тока относятся:

- большие затраты на сооружение и последующую эксплуатацию по сравнению с другими видами систем оперативного тока;
- необходимость наличия отдельного помещения аккумуляторной;
- необходимость привлечения высококвалифицированного персонала для обслуживания системы.

Таким образом в качестве оперативного тока на подстанции выбираем постоянный оперативный ток.

9 Расчет нагрузок собственных нужд ГПП

К собственным нуждам главной понизительной подстанции относятся электроприемники необходимые для обеспечения функционирования основного оборудования ГПП [19], [21].

К таким электроприемникам относятся:

- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов на ГПП мощностью 88,8 кВт;
- система обогрева шкафов РУ 10 кВ мощностью 5 кВт;
- система обогрева релейного шкафа мощностью 5 кВт;
- обеспечение отопления, освещения и вентиляции помещений ЗРУ 10 кВ мощностью 25 кВт;
- обеспечение отопления, освещения и вентиляции помещений персонала мощностью 12 кВт;
- освещение территории подстанции мощностью 4 кВт;
- питание зарядно-подзарядных агрегатов мощностью 20 кВт.

В сумме необходимая мощность составляет 160 кВт, а с учетом коэффициента загрузки равного 0,7 – 112 кВт.

На основе проведенных выше расчетов нагрузок собственных нужд главной понизительной подстанции автомобильного завода выбираем к установке в системе собственных нужд подстанции 3 трансформатора типа ТЛС-40.

10 Определение параметров системы заземления

«Многие части электроустановок, не находящиеся под напряжением (корпуса электрических машин, кожухи трансформаторов, осветительная арматура, приводы и кожухи электрических аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы распределительных шкафов и щитов управления, металлические конструкции подстанций, металлические оболочки кабелей и кабельные муфты, стальные трубы электропроводок и т.п.) могут во время аварии оказаться под напряжением, что обуславливает опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала. Обеспечить безопасность прикосновения к таким частям позволяет защитное заземление.

Заземление снижает до безопасного значения потенциал по отношению к земле металлических частей электроустановки, оказавшихся под напряжением при аварии.

Защитное действие заземления состоит в уменьшении тока, протекающего в теле человека при соприкосновении с корпусом машины, оказавшимся под напряжением. Человек включается в электрическую цепь параллельно заземлению; чем больше сопротивление человека, по сравнению с сопротивлением заземления, тем меньше ток в теле человека» [7].

При времени отключения короткого замыкания $\tau = 0.04$, которое обеспечивается высоковольтным выключателем, максимально допустимое напряжение прикосновения равно 200 В.

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

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

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

где коэффициент напряжения прикосновения может быть найден из выражения:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_v L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (106)$$

$$\kappa_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,943396}{\left(\frac{5 \cdot 936}{5 \cdot \sqrt{2074}}\right)^{0.45}} = 0,121,$$

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

$l_v = 5$ 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, зависящий от величины сопротивления тела человека определяется как:

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

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

Определенное напряжение на заземлителе лежит в допустимых пределах равных 10 кВ.

«Сопротивление ЗУ должно удовлетворять неравенству» [20]:

$$R_3 < R_{з.дон}. \quad (108)$$

«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]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (111)$$

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

«Суммарную длину вертикальных заземлителей найдем по формуле» [20]:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (112)$$

$$L_g = 5 \cdot 37 = 180 \text{ м.}$$

«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 найдем по формуле» [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].

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

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

Найденное значение сопротивления сложного заземлителя не превышает допустимого сопротивления равного 0,5 Ом, следовательно, принимаем к установке в контуре заземления подстанции 37 вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальной полосой.

11 Определение параметров молниезащиты подстанции

Для защиты ГПП от поражения молниевыми разрядами принимаем одиночный стержневой молниеотвод.

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

$$h_0 = 0,7 \cdot h,$$

где h – высота стержневого молниеотвода;

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

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

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

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

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0},$$
$$r_x = \frac{33,9 \cdot (41,35 - 6,5)}{41,35} = 28,57 \text{ м.}$$

Таким образом, зона защиты стержневого молниеотвода с выбранными параметрами покрывает всю подстанцию и обеспечивает ее защиту от молниевых разрядов.

Заключение

При выполнении бакалаврской работы из упорядоченного годового графика нагрузки подстанции были определены максимальная нагрузка подстанции и число часов использования максимума нагрузки.

По минимальному значению приведенных затрат и с целью обеспечения лучшей электромагнитной совместимости потребителей, получающих питание от трансформаторов ГПП, принят к реализации вариант с установкой трех СТ типа ТРДЦН-63000 с напряжением ВН 110 кВ и расщепленной обмоткой низкого напряжения 10 кВ.

Выбраны схемы на сторонах ВН и НН подстанции с учетом особенностей ее размещения. Рассматриваемая подстанция на стороне ВН не имеет ОРУ, а все коммутационные аппараты устанавливаются на ОРУ электростанции от которой приходит питание по кабельным линиям.

Определены значения токов короткого замыкания, которые использовались для проверки выбранного оборудования ГПП.

Произведен расчет уставок дифференциальной защиты силовых трансформаторов подстанции, выполненной на основе микропроцессорных блоков БМРЗ.

На подстанции выбран постоянный оперативный ток, как обеспечивающий максимальную надежность питания оперативных цепей.

Определена необходимая мощность и количество трансформаторов системы собственных нужд подстанции. К установке в системе собственных нужд подстанции 3 трансформатора типа ТЛС-40.

Определены параметры системы заземления и молниезащиты ГПП. К установке в контуре заземления подстанции принято 37 вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальной полосой

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: 08.04.2021).
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: 17.03.2021).
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.