

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 Замена трансформаторов собственных нужд 13, 14ТС «Жигулевской» ГЭС

Обучающийся

А.А. Бекин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

Аннотация

Трансформаторы собственных нужд предназначены для питания собственных нужд подстанции, распределительного устройства или цеха. К собственным нуждам относят освещение, аварийное освещение, система вентиляции и кондиционирования, система отопления, система охлаждения трансформаторов и так далее [23,24]. Трансформаторы собственных нужд 13 ТС и 14 ТС в свою очередь питают почти весь производственный корпус Жигулевской ГЭС.

Предлагается выполнить реконструкцию, в связи с тем, что данное оборудование находится в эксплуатации с момента начала работы гидроэлектростанции, и произведено более 60 лет назад и на данный момент не выпускается. У данных трансформаторов вышел срок службы, имеется проблема с поиском запасных частей и его ремонтом. Также реконструкцией планируется сократить число запасных номенклатурных единиц на складе запасных частей. Так же с момента ввода в эксплуатацию не менялись кабельные линии. Предлагается заменить кабели на современные кабели из сшитого полиэтилена, которые обладают более высокими эксплуатационными показателями. Также в ходе реконструкции в качестве релейной защиты будет установлен микропроцессорный терминал SPAC 801. Необходимо будет выполнить перерасчет уставок релейной защиты, для обеспечения требования селективности к релейной защите. В связи с этими факторами и, в перспективе, увеличением потребления мощностей собственных нужд, предлагается заменить:

- трансформаторы ТСН 13ТС и 14ТС на новые и более мощные;
- подходящие к ним кабельные линии и линии 0,4 кВ
- комплектное распределительное устройство 0,4 кВ;
- устройство релейной защиты на микропроцессорный терминал SPAC 801.

Abstract

Auxiliary transformers are designed to power the own needs of a transformer substation, power plant switchgear or department. Their own needs include lighting, emergency lighting, ventilation and air conditioning system, heating system, transformer cooling system and so on [25]. Auxiliary transformers are 13 TC and 14 TC, in turn, supply almost the entire production hall of the Zhiguli HPP.

It is proposed to carry out reconstruction, due to the fact that this equipment has been in operation since the start of operation of the hydroelectric power plant, and was produced more than 60 years ago and is currently not being produced. These transformers have reached the end of their service life, there is a problem with finding spare parts and repairing it. The reconstruction also plans to reduce the number of spare nomenclature units in the spare parts warehouse. Also, the cabling has not been changed since the commissioning. It is proposed to replace the cables with modern cross-linked polyethylene cables [21], which have higher performance indicators. Also, during the reconstruction, a microprocessor terminal SPAC 801 will be installed as a relay protection. It will be necessary to recalculate the relay protection setpoints to ensure the selectivity requirement for relay protection. Based on the above, the following are subject to replacement:

- auxiliary transformers 13TC, 14TC
- cable lines and 0.4 kV lines
- 0.4 kV switchgear
- relay protection system to SPAC 801 microprocessor terminal

Содержание

Введение.....	5
1 Расчет нагрузок собственных нужд.....	7
2 Расчет токов короткого замыкания	18
3 Проверка силового оборудования.....	25
3.1 Проверка кабелей 0,4 кВ	25
3.2 Проверка кабелей 10 кВ	41
3.3 Проверка шкафа собственных нужд	49
4 Расчет релейной защиты трансформаторов собственных нужд.....	51
Заключение	60
Список используемых источников	61

Введение

В современном мире остро встает вопрос использования невозполняемых ресурсов, таких как топливо, уголь, многие полезные ископаемые, используемые в качестве топлива для получения энергии. В прошлом веке к ресурсам относились очень потребительски и не думали о будущих поколениях. Сейчас же стали понимать, что эти ресурсы могут иссякнуть.

На помощь приходит электрическая энергия. Это возобновляемый вид энергии, который можно получать различными способами. Наряду с тепловыми электростанциями, которые вырабатывают электричество по средствам сжигания топлива, существуют солнечные электростанции, ветряные, приливные, геотермальные, атомные и гидроэлектростанции. Эти типы электростанций работают на естественных процессах, происходящих на планете: светит солнце, дует ветер, происходят приливы и отливы, бьют гейзеры, текут реки. В данной работе речь пойдет о последней, о гидроэлектростанции.

Итак, помимо того, что любая, не только гидро, электростанция вырабатывает электроэнергию, так же ее и потребляет. Но зачем станции, вырабатывающей электроэнергию ее потреблять? ГЭС — это такой же промышленный объект, как и любой завод, там работают люди. Поэтому необходимо обеспечивать комфортные или, по крайней мере, необходимые трудовые условия. К этим условиям относится освещение, отопление (на некоторых промышленных объектах топят электричеством), столовые, где тоже могут стоять электрические приборы. Любое современное предприятие использует компьютеры для документооборота, связи между отделами и так далее. И для всего этого требуется электричество.

В связи с вышесказанным, на электростанциях, помимо главных понизительных подстанций, главных трансформаторных групп и других есть подстанции или трансформаторы собственных нужд. В данной работе как раз

и будут рассматриваться трансформаторы собственных нужд «Жигулёвской ГЭС».

Скажем пару слов об объекте. «Жигулевская ГЭС является одной из крупнейших гидроэлектростанций в мире по мощности и выработке электроэнергии и самым первым гигантом отечественной энергетики. Это шестая ступень и вторая по мощности ГЭС Волжско-Камского каскада. Станция ежегодно вырабатывает более 10 млрд кВт·ч недорогой электроэнергии с последующей ее передачей в Единую энергосистему России.

Жигулевская ГЭС участвует в покрытии пиковых нагрузок и регулировании частоты в энергосистеме страны, регулирует сток воды в Волге и способствует эффективному ее использованию нижележащими волжскими гидроэлектростанциями, а также обеспечивает создание судоходных глубин и создает благоприятные условия для орошения больших площадей засушливых земель Заволжья.

Сооружение гидроузла решило еще одну важную задачу — создание автомобильного перехода через Волгу на магистрали Москва — Самара, в связи с чем отпала необходимость в строительстве моста» [15].

1 Расчет нагрузок собственных нужд

Для выбора высоковольтного оборудования и выбора уставок релейной защиты необходимо произвести расчет нагрузок собственных нужд с целью последующего расчета токов короткого замыкания. Методика расчета описана в [3,4,11] и приведена ниже.

Максимальная расчетная активная мощность приемников:

- сумма мощности приемников на присоединении

$$P_y = \sum P_{np}, \text{ кВт}; \quad (1)$$

- расчетная присоединенная мощность с учетом КПД

$$P_p = \frac{P_y + P_c}{\eta}, \text{ кВт}; \quad (2)$$

Максимальная расчетная реактивная мощность приемников:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар}; \quad (3)$$

Полная мощность приемников:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА}; \quad (4)$$

Полная расчетная мощность максимумов нагрузки летом и зимой различаются:

$$\sum S_{л} = \sqrt{P_{л}^2 + Q_{л}^2}, \text{ кВА}; \quad (5)$$

Максимальный рабочий ток линии электропередачи:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А}; \quad (6)$$

Все исходные данные для расчета и сам расчет сведен в таблицу 1.

За расчётную мощность для выбора трансформаторов СН ($S_p = S_{\max}$) принимается наибольшая $\sum S_{\text{л}}$ или $\sum S_3$, учитывающая аварийный режим работы ТСН.

Максимальная нагрузка на один ТСН приходится на зимний период при работе ЩСН в режиме АВР и составляет:

$$\sum S_3 = 641,80, \text{ кВА};$$

При этом ток на вводе 0,4 кВ составляет:

$$\sum I = 1365,06, \text{ А};$$

Номинальная мощность трансформаторов собственных нужд (в сухом исполнении для подстанции с постоянным обслуживающим персоналом) должна удовлетворять требованию:

$$S_T = \frac{S_{\max}}{K_n}, \text{ кВА}; \quad (7)$$

где K_n – коэффициент возможной перегрузки трансформатора в аварийном режиме.

Для сухого трансформатора K_n равен 1,3 [5,13]. При отключении одного ТСН, другой должен обеспечить мощность с учетом 30% перегрузки. Тогда

расчетная мощность трансформатора должна быть больше либо равна значению:

$$S_T \geq \frac{641,8}{1,3} = 493,7 \text{ кВА.}$$

Таким образом на подстанции Жигулевская предусматривается установка двух сухих трансформаторов собственных нужд типа ТС – 1000/10/0,4. В соответствии с требованиями к потребителям первой категории электроснабжения загрузка трансформатора предусматривается на пятьдесят процентов, во избежание длительных перегрузок. Паспортные данные такого типа трансформаторов представлены в таблице 1. Требования к трансформаторам описаны в [16].

Таблица 1 – Паспортные данные трансформатора ТС – 1000/10/0,4

Параметр	Описание
Номинальная мощность, кВА	1000
Номинальное высокое напряжение, кВ	10
Номинальное напряжение на низкой стороне, кВ	0,4
Схема соединения обмоток	Y/Y _n
Группа соединения обмоток	11
Напряжение короткого замыкания, %	5,5 (могут меняться в зависимости от производителя)

Перейдем к расчету электрических нагрузок. Приведем пример расчета для первой секции шин трансформатора 13ТС, фидера №1.

Для упрощения расчетов распределим установленную мощность между потребителями. Получается, что мощность каждого потребителя на фидере в среднем 1 кВт. В таблице 2 представим исходные данные для расчета.

Таблица 2 – Список потребителей фидера №1 трансформатора 13ТС

Наименование	$P_{уст}$, кВт	Кол-во	$P_{уст\ сумм}$, кВт	КПД	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
Потолочное освещение мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Потолочное освещение мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Потолочное освещение мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Освещение КРУ 0,4 кВ МБ, Туалеты мехмаст. 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
ЩО кузни, вентиляц., кор. мехмас. 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Лестничная клетка 28 отм., 34 отм., 41 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
АПС пожарная сигнализация	1	1	1	0,9	0,85	0,62
АСПТ пожарная сигнализация	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Коридор в районе мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Лест. отм 55 - 6,7 клад. АСДТУ, клад. Турбоцеха, пом. Ремонтсервис	1	1	1	0,9	0,85	0,62
Лестница отм. 55-6,7 правая сторона	1	1	1	0,9	0,85	0,62

Рассчитаем потребление потолочного освещения мех. мастерской на отметке 28 метров.

Мощность, потребляемая в летний период:

$$P_{л} = \frac{P_{уст} \cdot K_c}{\eta} = \frac{1 \cdot 0,6}{0,9} = 0,67 \text{ кВт};$$

$$Q_{л} = P_{л} \cdot tg\varphi = 0,67 \cdot 0,62 = 0,41 \text{ квар};$$

$$S_{л} = \sqrt{P_{л}^2 + Q_{л}^2} = \sqrt{0,67^2 + 0,41^2} = 0,79 \text{ кВА};$$

В зимний период соответственно:

$$P_3 = \frac{P_{уст} \cdot K_c}{\eta} = \frac{1 \cdot 0,7}{0,9} = 0,78 \text{ кВт};$$

$$Q_3 = P_3 \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,78 \cdot 0,62 = 0,48 \text{ квар};$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{0,78^2 + 0,48^2} = 0,92 \text{ кВА};$$

Тогда максимальная расчетная нагрузка будет равна нагрузке за зимний период:

$$S_{\max} = S_3 = 0,92 \text{ кВА};$$

И максимальный ток в отходящей линии:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,92 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1,32 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитаем остальные отходящие линии для фидера №1 и сведем данные расчета в таблицу 3. Расчет остальных фидеров представлен в таблице 4.

Таблица 3 – Расчет нагрузок по фидеру №1

Наименование	Р _{уст} , кВт	Кол-во	Р _{сумм} , кВт	КПД	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка на трансформатор собственных нужд									
							Лето				Зима				Параметры линии	
							К _с	Р _л , кВт	Q _л , квар	S, кВА	К _с	Р _з , кВт	Q _з , квар	S, кВА	S _{расч} , кВА	I _{макс} , А
Потолочное освещение мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
Потолочное освещение мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
Потолочное освещение мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
Освещение КРУ 0,4 кВ МБ, Туалеты мехмаст. 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
ЩО кузни, вентиляц., кор. мехмас. 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
Лестничная клетка 28 отм., 34 отм., 41 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
АПС пожарная сигнализация	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32

Продолжение таблицы 3

Наименование	Р _{уст} , кВт	Кол-во	Р _{сумм} , кВт	КПД	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка на трансформатор собственных нужд									
							Лето				Зима				Параметры линии	
							К _с	Р _л , кВт	Q _л , квар	S, кВА	К _с	Р _з , кВт	Q _з , квар	S, кВА	S _{расч} , кВА	I _{макс} , А
АСПТ пожарная сигнализация	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	1,32
Коридор в районе мехмастерской 28 отм.	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	3,96
Лест. отм 55 - 6,7 клад. АСДГУ, клад. Турбоцеха, пом. Ремонтсервис	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	3,96
Лестница отм. 55-6,7 правая сторона	1	1	1	0,9	0,85	0,62	0,6	0,67	0,41	0,79	0,7	0,78	0,48	0,92	0,92	3,96
Итого по Фидеру №1 0,4 кВ								7,37	4,51	8,64		8,58	5,28	10,07	10,12	15,38

Таблица 4 – Нагрузка по 1 секции ЩСН

Наименование отходящей линии	Расчетная нагрузка на трансформатор собственных нужд							
	Лето			Зима			Параметры линии	
	Р _л , кВт	Q _л , квар	S, кВА	Р _з , кВт	Q _з , квар	S, кВА	S _{расч} , кВА	I _{макс} , А
Итого по Фидеру №3 0,4 кВ	0,75	0,77	1,07	7,50	7,65	10,71	10,71	15,46
Итого по Фидеру №5 0,4 кВ	18,20	24,27	30,33	20,80	27,73	34,67	34,70	50,04
Итого по Фидеру №6 0,4 кВ	10,00	13,33	16,67	11,67	15,56	19,44	19,40	28,07
Итого по Фидеру №7 0,4 кВ	7,20	3,49	8,00	9,00	4,36	10,00	10,00	14,43
Итого по Фидеру №8 0,4 кВ	14,69	7,78	16,85	17,85	9,24	20,10	20,10	29,01
Итого по Фидеру №10 0,4 кВ	12,00	12,24	17,14	12,00	12,24	17,14	17,10	24,74
Итого по Фидеру №11 0,4 кВ	14,00	10,50	17,50	16,00	12,00	20,00	20,00	28,87
Итого по Фидеру №13 0,4 кВ	12,80	6,20	14,22	12,80	6,20	14,22	14,20	20,53
Итого по Фидеру №14 0,4 кВ	14,00	13,89	19,72	13,00	12,89	18,31	19,70	28,46
Итого по Фидеру №15 0,4 кВ	27,24	20,95	34,37	28,27	22,73	36,27	36,30	52,36
Итого по Фидеру №17 0,4 кВ	17,33	9,91	19,96	15,67	18,61	17,88	20,00	28,82
Итого по Фидеру №18 0,4 кВ	22,70	26,54	34,93	25,95	30,33	39,92	39,90	57,61
Итого по Фидеру №19 0,4 кВ	26,67	23,52	35,56	31,00	27,34	41,33	41,30	59,66
Итого по Фидеру №20 0,4 кВ	4,67	3,50	5,83	5,44	4,08	6,81	6,80	9,82
Итого по Фидеру №21 0,4 кВ	20,99	10,17	23,32	20,99	10,17	23,32	23,30	33,66
Итого по Фидеру №22 0,4 кВ	27,22	24,01	36,30	31,11	27,44	41,48	41,50	59,87
Итого по Фидеру №23 0,4 кВ	24,00	54,99	60,00	24,00	54,99	60,00	60,00	86,60
Итого по Фидеру №24 0,4 кВ	16,20	7,85	18,00	17,10	8,28	19,00	19,00	27,42
Итого по Фидеру №25 0,4 кВ	12,60	6,10	14,00	14,70	7,12	16,33	16,30	23,58
Итого по Фидеру №26 0,4 кВ	14,82	11,12	18,53	17,29	12,97	21,62	21,60	31,20
Итого по секции 1 ЩСН 0,4 кВ	320,76	292,14	433,86	355,24	323,16	480,24	480,24	693,16

Так как у нас первая категория электроснабжения и два трансформатора собственных нужд, то предусмотрено две резервирующие друг друга секции щита собственных нужд. В новом проекте предусмотрено переключение между секциями с помощью автоматического ввода резерва (АВР).

АВР позволяет повысить надежность электроснабжения и бесперебойность работы электрооборудования. «Принцип работы АВР заключается в постоянном мониторинге напряжения в электрической цепи. Для этого используются реле напряжения или цифровые логические блоки. В случае критического снижения напряжения контакты защитного модуля автоматически размыкаются или смыкаются, и с основного ввода подача электричества на объект переходит на резервный. Когда по основному вводу электроснабжение восстанавливается до заданных значений, АВР срабатывает повторно, возобновляя тем самым основной ввод электроэнергии» [2,13].

Произведем аналогичные расчеты для второй секции и сведем их в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет нагрузок по 2 секции ЩСН

Наименование	Расчетная нагрузка на трансформатор собственных нужд							
	Лето			Зима			Параметры линии	
	$P_{л}$, кВт	$Q_{л}$, квар	S , кВА	$P_{з}$, кВт	$Q_{з}$, квар	S , кВА	$S_{расч}$, кВА	$I_{макс}$ ЛИНИИ, А
Итого по Фидеру № 25	7,00	7,14	10,00	8,00	8,16	11,43	11,40	16,50
Итого по Фидеру № 26	7,88	5,91	9,84	9,00	6,75	11,25	11,30	16,24
Итого по Фидеру № 27	6,92	5,10	8,60	7,91	5,83	9,83	9,80	14,18
Итого по Фидеру № 5	18,20	24,27	30,33	20,80	27,73	34,67	34,70	50,04
Итого по Фидеру № 29	40,00	46,77	61,54	45,33	53,00	69,74	69,70	100,67
Итого по Фидеру № 30	34,03	34,72	48,61	38,89	39,67	55,56	55,60	80,19
Итого по Фидеру № 31	33,25	26,68	42,63	38,00	30,49	48,72	48,70	70,32
Итого по Фидеру № 33	7,80	5,48	9,53	9,60	6,77	11,75	11,70	16,96
Итого по Фидеру № 34	7,18	7,32	10,26	8,08	8,24	11,54	11,50	16,65
Итого по Фидеру № 35	7,18	7,32	10,26	8,08	8,24	11,54	11,50	16,65
Итого по Фидеру № 37	7,18	7,32	10,26	8,08	8,24	11,54	11,50	16,65
Итого по Фидеру № 38	1,76	1,32	2,21	1,76	1,32	2,21	2,20	3,18
Итого по Фидеру № 39	18,70	12,35	22,41	19,37	12,85	23,24	23,20	33,55
Итого по Фидеру № 41	19,10	16,69	25,37	20,71	18,23	27,59	27,60	39,82
Итого по Фидеру № 42	8,10	8,26	11,57	8,10	8,26	11,57	11,60	16,70
Итого по Фидеру № 43	8,10	8,26	11,57	8,10	8,26	11,57	11,60	16,70
Итого по Фидеру № 44	8,10	8,26	11,57	8,10	8,26	11,57	11,60	16,70
Итого по Фидеру № 45	27,00	13,80	30,00	31,50	15,26	35,00	35,00	50,52
Итого по Фидеру № 46	15,60	7,56	17,33	18,20	8,81	20,22	20,20	29,19
Итого по Фидеру № 47	19,28	10,34	21,87	20,39	10,95	23,14	23,10	33,40
Итого по Фидеру № 48	36,87	25,08	44,59	42,07	28,82	51,00	51,00	73,61
Итого по Фидеру № 49	14,36	14,65	20,51	16,15	16,48	23,08	23,10	33,31
Итого по ЩСН 2	353,60	303,88	466,23	396,22	340,65	522,53	522,53	754,20

Зная нагрузку по каждой секции щита собственных нужд, можем рассчитать полную нагрузку на ЩСН. Она будет определяться как алгебраическая сумма мощностей по каждой секции. Данные о нагрузках ЩСН представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Полная нагрузка на ЩСН

Номер секции	$P_{л}$, кВт	$Q_{л}$, квар	S , кВА	$P_{з}$, кВт	$Q_{з}$, квар	S , кВА	$S_{расч}$, кВА	$I_{макс}$, А
1 секция	320,76	292,14	433,86	355,24	323,16	480,24	480,24	693,16
2 секция	353,60	303,88	466,23	396,22	340,65	522,53	522,53	754,20
Итого по ЩСН	641,80	557,11	849,87	714,51	619,60	945,74	945,74	1365,06

Вывод по разделу. В данном разделе рассчитана нагрузка на щит собственных нужд «Жигулевской ГЭС». Рассчитана нагрузка на каждую секцию шин в летний и зимний периоды. Определена наибольшая сезонная нагрузка. Так же рассчитана суммарная мощность по обеим секциям.

Далее перейдем к расчету токов короткого замыкания до и после трансформаторов.

2 Расчет токов короткого замыкания

Для дальнейшего выбора электрических аппаратов, кабелей и уставок релейной защиты необходимо определить расчетное значение токов короткого замыкания в характерных точках – до и после трансформатора [12]. Отметим эти точки на рисунке 1.

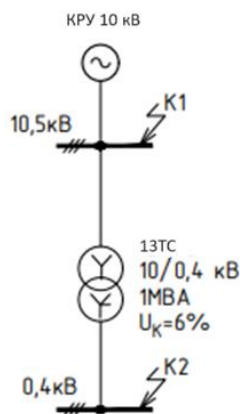


Рисунок 1 – Места расчетных точек короткого замыкания

Для того, чтобы выполнить расчет необходимо составить схему замещения расчетного участка. Представим ее на рисунке 2.

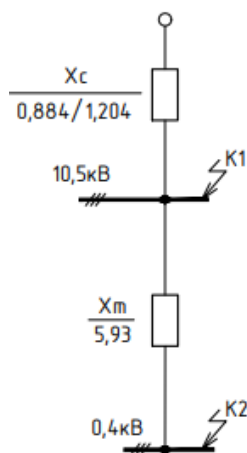


Рисунок 2 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

Методика расчета токов короткого замыкания прописана в источнике [8,9,19].

Первоначально рассчитаем сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{K3}}, \text{ о.е.}, \quad (8)$$

где $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность сети,

S_{K3} – мощность короткого замыкания.

Далее, рассчитывается сопротивление воздушной линии электропередачи, при ее наличии. В нашем проекте воздушных линий электропередачи нет, поэтому данный пункт расчета мы пропускаем.

Рассчитывается сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_T}, \text{ о.е.}, \quad (9)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания в процентах,

S_T – мощность трансформатора.

Так же при наличии реактора, учитывается его влияние. Для данных трансформаторов дугогасящий реактор не предусмотрен, поэтому данный пункт расчета мы так же пропускаем.

Рассчитаем реактивные сопротивления системы для нахождения тока короткого замыкания в точке К1 ($S_{K3min} = 83,06$ МВА, $S_{K3max} = 113,08$ МВА, $S_{\bar{o}} = 100$ МВА):

$$X_{Cmin} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{K3}} = \frac{100}{83,06} = 1,20 \text{ о.е.};$$

$$X_{Cmax} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{K3}} = \frac{100}{113,08} = 0,88 \text{ о.е.};$$

Для точки К1 это единственное реактивное сопротивление, входящее в состав схемы замещения, влияющее на ток короткого замыкания. Поэтому суммарное реактивное сопротивление равно:

$$X_{\Sigma\min} = X_{C\min} = 1,20 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma\max} = X_{C\max} = 0,88 \text{ о.е.};$$

Суммарное реактивное сопротивление в точке К2 будет складываться из сопротивлений системы и сопротивления трансформатора.

Сопротивление трансформатора находим, зная, что его номинальная мощность составляет $S_{ном} = 1$ МВА, напряжение короткого замыкания $U_k = 5,93$ %:

$$x_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T1}} = \frac{5,93}{100} \cdot \frac{100}{1} = 5,93 \text{ о.е.};$$

Суммарное реактивное сопротивление равно:

$$X_{\Sigma\min} = X_{C\min} + x_T = 1,20 + 5,93 = 7,14 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma\max} = X_{C\max} + x_T = 0,88 + 5,93 = 6,82 \text{ о.е.}$$

Далее необходимо найти базисный ток с учетом РПН, для дальнейшего перехода к именованным единицам:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ кА}, \quad (10)$$

где $U_{ном}$ – среднономинальное напряжение ступени.

Для точки К1 номинальным напряжением будет 10,5 кВ, а для точки К2 номинальным является напряжение 400 В. Посчитаем базисный ток для этих точек.

Для точки К1:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

Для точки К2:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 400} = 144,34 \text{ кА};$$

Зная мощность короткого замыкания системы, можем найти ток трехфазного короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме. Определим эти значения для наших характерных точек:

Для точки К1:

$$I_{K3\max} = \frac{S_{K3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{113,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,21 \text{ кА};$$

$$I_{K3\min} = \frac{S_{K3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{83,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,57 \text{ кА};$$

Для точки К2:

$$I_{K3\max} = \frac{S_{K3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{14,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 20,99 \text{ кА};$$

$$I_{K3\min} = \frac{S_{K3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{13,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 20,07 \text{ кА};$$

Далее рассчитаем ударный ток короткого замыкания. Он рассчитывается по формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3}, \text{ кА}; \quad (11)$$

Для точки К1:

$$I_{y\partial\max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,21 = 15,8 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial\min} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,57 = 11,6 \text{ кА};$$

Для точки К2:

$$I_{y\partial\max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20,99 = 53,4 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial\min} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20,06 = 51,1 \text{ кА};$$

На этом расчет коротких замыканий для трансформатора 13ТС закончен. Полученные данные внесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов токов КЗ трансформатора 14ТС

Место КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА		Ударный ток КЗ, кА	
	Минимальный режим	Максимальный режим	Минимальный режим	Максимальный режим
Точка К1	4,57	6,21	11,6	15,8
Точка К2	20,07	20,99	51,1	53,4

Произведем аналогичные расчеты для трансформатора 14ТС.

Точно так же изобразим расчетную схему и схему замещения схемы с трансформатором. Эти схемы изображены на рисунках 3 и 4 соответственно.

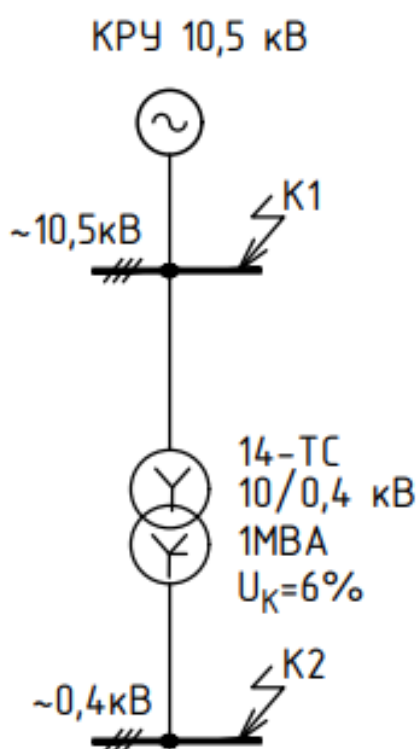


Рисунок 3 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для трансформатора 14ТС

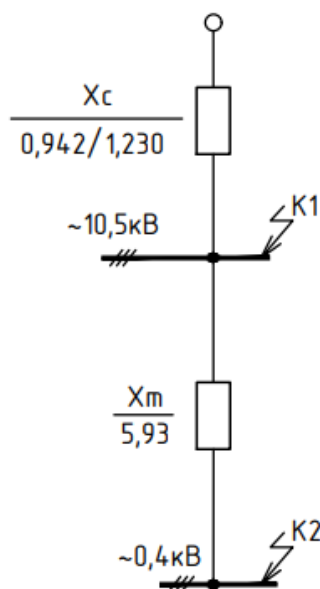


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ для трансформатора 14ТС

Полученные данные внесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов токов КЗ трансформатора 13ТС

Место КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА		Ударный ток КЗ, кА	
	Минимальный режим	Максимальный режим	Минимальный режим	Максимальный режим
Точка К1	4,57	6,21	11,6	15,8
Точка К2	20,07	20,99	51,1	53,4

Вывод по разделу. В данном разделе рассчитаны токи короткого замыкания на высокой и низкой стороне трансформаторов собственных нужд. Рассчитаны ударные токи в максимальном и минимальном режиме.

Далее на основании этих расчетов будет производиться выбор и проверка силового оборудования.

3 Проверка силового оборудования

При проектировании объектов необходимо выбирать оборудование, удовлетворяющее всем необходимым требованиям [18] во избежание различного рода аварий. Проверку проходят кабели, выключатели, разъединители и другое силовое оборудование.

В данной работе проверку будут проходить кабели и выключатели. Разъединители не предусмотрены, так как распределительное устройство представляет собой ЗРУ с ячейками выкатного типа, что подразумевает исполнение без разъединителя.

3.1 Проверка кабелей 0,4 кВ

Проверка кабеля выполняется на термическую стойкость по току короткого замыкания. Для этого необходимо рассчитать сопротивления кабеля, прямой и нулевой последовательности. Далее рассчитывается полное активное и индуктивные сопротивления. Рассчитываются токи трехфазного короткого замыкания, и выбирается уставка защитного аппарата.

Зная рабочий ток и марку кабеля, можем задать его сечением. В проекте будет использоваться кабель ВВнг(А)-LS в ПВХ изоляции пониженной пожароопасности с бронированными лентами. Тогда сопротивление будет рассчитываться следующим образом:

Активное сопротивление прямой последовательности:

$$R_{\text{каб}} = L \cdot r_1, \text{ мОм}, \quad (12)$$

где L – длина кабеля в метрах,

r_1 – активное удельное сопротивление прямой последовательности в мОм на метр.

Индуктивное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{1каб} = L \cdot x_1, \text{ мОм}, \quad (13)$$

где L – длина кабеля в метрах,

x_1 – индуктивное удельное сопротивление прямой последовательности в мОм на метр.

Активное сопротивление нулевой последовательности:

$$R_{0каб} = L \cdot r_0, \text{ мОм}, \quad (14)$$

где L – длина кабеля в метрах,

r_0 – активное удельное сопротивление нулевой последовательности в мОм на метр.

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{0каб} = L \cdot x_0, \text{ мОм}, \quad (15)$$

где L – длина кабеля в метрах,

x_0 – индуктивное удельное сопротивление нулевой последовательности в мОм на метр.

Суммарные активное и реактивное сопротивления короткого замыкания складываются из сопротивлений цепи, сопротивлений трансформаторов тока и напряжения, входящих в состав цепи.

Полное сопротивление определяется по следующей формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \text{ мОм}, \quad (16)$$

где R_{Σ} – суммарное активное сопротивление, мОм,

X_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление, мОм.

Трехфазный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле ниже:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma} \cdot 10^{-3}}, \text{ А}; \quad (17)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K3}^{(3)}, \text{ А}, \quad (18)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Приведем пример расчета для Сборки №27:

Активное сопротивление прямой последовательности:

$$R_{1каб} = L \cdot r_1 = 20 \cdot 0,85 = 17 \text{ мОм};$$

Индуктивное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{1каб} = L \cdot x_1 = 20 \cdot 0,089 = 1,78 \text{ мОм};$$

Активное сопротивление нулевой последовательности:

$$R_{0каб} = L \cdot r_0 = 20 \cdot 1,63 = 32,6 \text{ мОм};$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{0каб} = L \cdot x_0 = 20 \cdot 0,91 = 18,2 \text{ мОм};$$

Суммарные активное и реактивное сопротивления короткого замыкания складываются из сопротивлений цепи, сопротивлений трансформаторов тока и напряжения, входящих в состав цепи.

Полное сопротивление определяется по следующей формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{21,381^2 + 14,843^2} = 26,028 \text{ мОм};$$

Трехфазный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле ниже:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma} \cdot 10^{-6}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 26,03 \cdot 10^{-3}} = 8872 \text{ А};$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot K_{yd} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot 8872 = 13175 \text{ А};$$

Аналогично произведем расчет для остальных сборок первой секции шин и внесем итоговые результаты в таблицу 9 и таблицу 10.

Таблица 9 – Результаты проверки кабелей 0,4 кВ первой секции шин

Наименование сборки	$I_{нагр}, А$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$		$K_{уд}$	$I_{уд}, А$		$I_{расц}, А$	$I_{каб}, А$
				$X_{1каб}, мОм$	$X_{0каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c						
Сборка №27	14,53	20	25	17,000	32,600	21,381	26,028	8873	1,05	13175	100	104,16	Верно
				1,780	18,200	14,843	0,731						
Сборка №29	3,96	20	25	17	32,6	40,961	44,676	5169	1	7310	100	104,16	Верно
				1,78	18,2	17,837	0,789						
Обогрев помещений гидроцефа	15,46	60	25	51	97,8	55,381	58,359	3957	1	5596	100	104,16	Верно
				5,34	54,6	18,403	0,821						
Станция аварийного освещения монтажного блока (САО МБ), ввод №1	50,04	27	25	22,95	44,01	27,331	31,404	7354	1	10400	100	104,16	Верно
				2,403	24,57	15,466	0,75						
Сборка аварийного освещения МБ	50,04	8	95	1,76	5,28	30,621	34,810	6634	1	9382	200	242,73	Верно
				0,576	2,8	16,556	0,761						

Продолжение таблицы 9

Наименование сборки	$I_{нагр}, A$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата		
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$
				$X_{1каб}, мОм$	$X_{0каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c							
Сборка аварийного освещения ЗС	38,49	100	95	22	66	54,151	59,341	3892	1	5504	200	242,73	Верно	
				7,2	35	24,27	0,823							
Сборка связи	28,07	100	95	22	66	25,331	32,006	7216	1,06	10817	200	242,73	Верно	
				7,2	35	19,563	0,752							
Сборка №19	14,43	125	25	106,25	203,75	110,63	113,24	2039	1	2884	100	104,16	Верно	
				11,125	113,75	24,188	0,901							
Сборка №22	14,43	50	25	42,5	81,5	46,881	50,045	4615	1	6526	100	104,16	Верно	
				4,45	45,5	17,513	0,802							
ЩО МП НБ	14,43	100	25	85	163	89,381	92,040	2509	1	3548	100	104,16	Верно	
				8,9	91	21,963	0,877							

Продолжение таблицы 9

Наименование сборки	$I_{нагр}, A$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата		
		$L, м$	$S, мм^2$	$R1_{каб}, МОм$	$R0_{каб}, МОм$	$R_s, МОм$	$Z_s, МОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R1_{каб}, МОм$	$R0_{каб}, МОм$
				$X1_{каб}, МОм$	$X0_{каб}, МОм$	$X_s, МОм$	K_c						$R1_{каб}, МОм$	$R0_{каб}, МОм$
ЩО МП ВБ	14,43	100	25	85	163	89,381	92,040	2509	1	3548	100	104,16	Верно	
				8,9	91	21,963	0,877					104,16		
Сборка ЗС	29,01	100	25	85	163	89,381	92,040	2509	1	3548	100	104,16	Верно	
				8,9	91	21,963	0,877					104,16		
ЩО Инстр. Мастерс. Цеха ТиГМО отп. 32	9,82	35	25	29,75	57,05	34,131	37,771	6114	1	8647	100	104,16	Верно	
				3,115	31,85	16,178	0,77					104,16		
АВР лифтов, 1 ввод	24,74	15	70	4,5	12,75	8,031	15,844	14576	1,15	23705	170	196,23	Верно	
				1,095	6,3	13,658	0,688					196,23		
Сборка №50	28,87	120	95	26,4	79,2	29,731	36,401	6344	1,06	9510	200	242,73	Верно	
				8,64	42	21,003	0,766					242,73		
Сборка №2	20,53	45	70	13,5	38,25	17,031	23,264	9927	1,08	15162	170	196,23	Верно	
				3,285	18,9	15,848	0,721					196,23		

Продолжение таблицы 9

Наименование сборки	$I_{нагр}, A$	Кабель						Сопровождающие сопротивления цепи короткого замыкания	Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата		
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, МОм$	$R_{0каб}, МОм$	$R_s, МОм$	$Z_s, МОм$			$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, МОм$	$R_{0каб}, МОм$
				$X_{1каб}, МОм$	$X_{0каб}, МОм$	$X_s, МОм$	K_c								
Сушильный шкаф прачечной	28,46	15	95	3,3	9,9	6,631	14,989	15407	1,2	261 46	200	242,7 3	Верно		
				1,08	5,25	13,443	0,683								
Сборка №15	28,46	155	95	34,1	102,3	37,431	44,209	5224	1,05	775 7	200	242,7 3	Верно		
				11,16	54,25	23,523	0,788								
Сборка №17	52,36	55	95	12,1	36,3	15,431	22,462	10281	1,09	158 48	200	242,7 3	Верно		
				3,96	19,25	16,323	0,717								
Сборка №34	52,36	95	95	20,9	62,7	29,061	35,736	6462	1,06	968 8	200	242,7 3	Верно		
				6,84	33,25	20,797	0,764								
Сборка №51	28,82	80	95	17,6	52,8	24,231	30,259	7632	1,06	114 41	200	242,7 3	Верно		
				5,76	28	18,123	0,746								
Сборка вентиляции столовой	57,61	60	95	13,2	39,6	19,231	25,459	9071	1,07	137 26	200	242,7 3	Верно		
				4,32	21	16,683	0,729								

Продолжение таблицы 9

Наименование сборки	$I_{нагр}, A$	Кабель						Сопровождающие сопротивления цепи короткого замыкания	Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$			$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$
				$X_{1каб}, мОм$	$X_{0каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c					$R_{1каб}, мОм$		$R_{0каб}, мОм$
Силовая сборка №2, секция 1	59,66	45	95	9,9	29,7	19,531	24,998	9238	1,06	138 49	200	242,7	Верно	
				3,24	15,75	15,603	0,727					3		
Сборка №12	33,66	30	240	2,262	11,1	5,143	15,011	15384	1,2	261 08	400	438,9	Верно	
				2,07	8,1	14,103	0,683					6		
Сборка №1	59,87	250	2x150	17,5	56,25	20,141	28,912	7988	1,09	123 13	600	643,5	Верно	
				8,75	35	20,743	0,742					6		
РП-1, РП-2	86,6	175	2x150	12,25	39,375	14,891	23,452	9847	1,1	153 19	600	643,5	Верно	
				6,125	24,5	18,118	0,721					6		
Сборка №3	27,42	40	95	8,8	26,4	12,131	19,481	11855	1,1	184 41	200	242,7	Верно	
				2,88	14	15,243	0,705					3		
Сборка №4	23,58	25	25	21,25	40,75	25,631	29,844	7738	1	109 43	100	104,1	Верно	
				2,225	22,75	15,288	0,745					6		

Продолжение таблицы 9

Наименование сборки	$I_{нагр}, A$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, МОм$	$R_{0каб}, МОм$	$R_s, МОм$	$Z_s, МОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, МОм$
				$X_{1каб}, МОм$	$X_{0каб}, МОм$	$X_s, МОм$	K_c				$R_{1каб}, МОм$		$R_{0каб}, МОм$
Сборка №5	31,2	30	25	25,5	48,9	29,881	33,770	6839	1	967 1	100	104,1 6	Верно
				2,67	27,3	15,733	0,758						
Быт. Помещение отм. 20	31,2	50	25	42,5	81,5	46,881	50,045	4615	1	652 6	100	104,1 6	Верно
				4,45	45,5	17,513	0,802						
Ремонтная сборка КРУ-0,4 кВ МБ	31,2	15	25	12,75	24,45	17,131	22,378	10320	1,07	156 16	100	104,1 6	Верно
				1,335	13,65	14,398	0,717						
ЩО, Слесарная мастерская	31,2	55	25	46,75	89,65	51,131	54,193	4261	1	602 7	100	104,1 6	Верно
				4,895	50,05	17,958	0,812						
ЩО сварочного поста мехмастерской	31,2	30	25	25,5	48,9	79,211	82,167	2811	1	397 5	100	104,1 6	Верно
				2,67	27,3	21,842	0,863						

Таблица 10 – Результаты проверки кабелей 0,4 кВ второй секции шин

Наименование сборки	$I_{нагр}, А$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$
				$X_{1каб}, мОм$	$X_{0каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c						
ЩО монтажного блока	16,5	35	25	29,75	57,05	34,131	37,811	6108	1	8638	100	104,16	Верно
				3,115	31,85	16,27	0,77						
Ремонтный пост	16,24	100	25	85	163	89,381	92,062	2509	1	3548	100	104,16	Верно
				8,9	91	22,055	0,877						
ЩОБП-1	14,18	100	25	85	163	89,381	92,062	2509	1	3548	100	104,16	Верно
				8,9	91	22,055	0,877						
Старница аварийного освещения МБ, 2 ввод	100,67	15	2x150	1,05	3,375	3,691	13,139	17577	1,2	29828	600	643,56	Верно
				0,525	2,1	12,61	0,674						
Сборка №43 ВУ. Служебный корпус (5 этаж вентиляционная)	80,19	100	2x150	7	22,5	9,61	18,310	12613	1,13	20156	600	643,56	Верно
				3,5	14	15,585	0,699						

Продолжение таблицы 10

Наименование сборки	$I_{нагр}, A$	Кабель						Сопровитвления цепи короткого замыкания	Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R1_{каб}, МОм$	$R0_{каб}, МОм$	$R_s, МОм$	$Z_s, МОм$			$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R1_{каб}, МОм$
				$X1_{каб}, МОм$	$X0_{каб}, МОм$	$X_s, МОм$	K_c							
Сборка №35 ВУ. Служебный корпус (5 этаж вентиляционная)	70,32	100	95	22	66	25,331	32,062	7203	1,06	10798	200	242,73	Верно	
				7,2	35	19,655	0,752							
Силовая сборка №1 ЦМХ, секция 1	16,96	70	25	59,5	114,1	63,881	66,757	3459	1	4892	100	104,16	Верно	
				6,23	63,7	19,385	0,837							
Сборка №8 Механическая мастерская	16,65	100	25	85	163	89,381	92,062	2509	1	3548	100	104,16	Верно	
				8,9	91	22,055	0,877							
Ремонтная сборка КРУ-0,4 кВ МБ	16,65	10	25	8,5	16,3	12,881	19,057	12118	1,09	18680	100	104,16	Верно	
				0,89	9,1	14,045	0,703							
ВУ №20 "а", отм. 28 МБ	16,65	85	25	72,25	138,55	76,631	79,383	2909	1	4114	100	104,16	Верно	
				7,565	77,35	20,72	0,859							
АВР лифтов в КРУ-0,4 кВ МБ	3,18	20	25	17	32,6	21,381	26,081	8855	1,05	13149	100	104,16	Верно	
				1,78	18,2	14,935	0,731							

Продолжение таблицы 10

Наименование сборки	$I_{нагр}, А$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R1_{каб}, мОм$	$R0_{каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R1_{каб}, мОм$
				$X1_{каб}, мОм$	$X0_{каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c				$R1_{каб}, мОм$		$R0_{каб}, мОм$
Сварочный пост мехмастерская, отм. 28	33,55	120	70	36	102	39,531	44,959	5137	1	7264	170	196,23	Верно
				8,76	50,4	21,415	0,79						
Сборка №7 Механическая мастреская	39,82	35	95	7,7	23,1	14,331	20,727	11142	1,09	17175	200	242,73	Верно
				2,52	12,25	14,975	0,71						
ШУН Ф Н-9, ФН-10, отм. 22	16,7	135	70	40,5	114,75	46,731	51,870	4452	1	6296	170	196,23	Верно
				9,855	56,7	22,51	0,807						
Сборка №31	16,7	20	70	6	17	60,761	65,584	3521	1	4980	170	196,23	Верно
				1,46	8,4	24,684	0,835						
Кран 23/4т Δ28 Механическая мастерская	16,7	65	25	55,25	105,95	59,631	62,567	3691	1	5220	100	104,16	Верно
				5,785	59,15	18,94	0,829						

Продолжение таблицы 10

Наименование сборки	$I_{нагр}, А$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$
				$X_{1каб}, мОм$	$X_{0каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c				$R_{1каб}, мОм$		$R_{0каб}, мОм$
Управление освещением	50,52	100	25	85	163	89,381	92,062	2509	1	3548	100	104,16	Верно
				8,9	91	22,055	0,877						
ВУ №20 "Б", отм. 34 сан.узел	50,52	65	25	55,25	105,95	59,631	62,567	3691	1	5220	100	104,16	Верно
				5,785	59,15	18,94	0,829						
Сборка №39 1 этаж служебный корпус	33,4	130	25	110,5	211,9	114,881	117,512	1965	1	2779	100	104,16	Верно
				11,57	118,3	24,725	0,905						
ЩО-1, 1 этаж, служебный корпус	73,61	8	25	6,8	13,04	124,261	127,087	1817	1	2570	100	104,16	Верно
				0,712	7,28	26,651	0,914						
Сборка №37 7 этаж служебный корпус	33,31	85	25	72,25	138,55	76,631	79,383	2909	1	4114	100	104,16	Верно
				7,565	77,35	20,72	0,859						

Продолжение таблицы 10

Наименование сборки	$I_{нагр}, А$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, м$	$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$	$R_{0каб}, мОм$	$R_s, мОм$	$Z_s, мОм$		$K_{уд}$	$L, м$		$S, мм^2$	$R_{1каб}, мОм$
				$X_{1каб}, мОм$	$X_{0каб}, мОм$	$X_s, мОм$	K_c						
ЩО-10, 8 этаж, служебный корпус	20,21	10	25	8,5	16,3	87,711	90,632	2548	1	3604	100	104,16	Верно
				0,89	9,1	22,824	0,875						
ЩО-6, 9 этаж, служебный корпус	14,56	10	25	8,5	16,3	98,791	101,888	2267	1	3205	100	104,16	Верно
				0,89	9,1	24,928	0,889						
ЩО-8, 10 этаж, служебный корпус	11,23	10	25	8,5	16,3	109,871	113,148	2041	1	2886	100	104,16	Верно
				0,89	9,1	27,032	0,901						
ЩО-9, 11 этаж, служебный корпус	6,74	10	25	8,5	16,3	120,951	124,411	1856	1	2625	100	104,16	Верно
				0,89	9,1	29,136	0,912						

Продолжение таблицы 10

Наименование сборки	$I_{\text{нагр}}, \text{А}$	Кабель				Сопротивления цепи короткого замыкания		Трехфазный ток короткого замыкания, А	Ударный ток, А		Параметры защитного аппарата	Проверка кабеля по току автомата	
		$L, \text{м}$	$S, \text{мм}^2$	$R1_{\text{каб}}, \text{МОм}$	$R0_{\text{каб}}, \text{МОм}$	$R_s, \text{МОм}$	$Z_s, \text{МОм}$		$K_{\text{уд}}$	$L, \text{м}$		$S, \text{мм}^2$	$R1_{\text{каб}}, \text{МОм}$
				$X1_{\text{каб}}, \text{МОм}$	$X0_{\text{каб}}, \text{МОм}$	$X_s, \text{МОм}$	K_c						
Сборка №6, кузница, отм. 28	33,4	55	95	12,1	36,3	15,431	22,529	10251	1,09	15801	200	242,73	Верно
				3,96	19,25	16,415	0,718						
Сборка №32, 7 этаж, вентиляционная	73,61	85	185	9,775	31,45	13,106	22,525	10252	1,1	15949	350	369,21	Верно
				5,865	22,95	18,32	0,718						
Сборка №41 столовая	33,31	110	95	24,2	72,6	27,531	34,250	6743	1,06	10108	200	242,73	Верно
				7,92	38,5	20,375	0,759						

Выбранный кабель и параметры автоматов защиты полностью соответствуют необходимым требованиям

3.2 Проверка кабелей 10 кВ

Кабели 10 кВ подходящие к трансформаторам собственных нужд проверяются по допустимому нагреву, по экономической плотности тока, по току короткого замыкания и по условию на не возгорание.

По допустимому нагреву сечение кабеля выбирается согласно ПУЭ глава 1.3 по выбранному типу кабеля. Намечаем к установке кабель АПвБПу 3×95 мм² с изоляцией из сшитого полиэтилена и стальных бронирующих лент. Тогда согласно [14], учитывая поправочный коэффициент 1,35 [14], допустимое сечение жилы 50 мм².

По экономической плотности тока ПУЭ предписывает следовать следующей формуле по расчету экономически целесообразного сечения проводника:

$$S = \frac{I}{J_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \quad (19)$$

где I – расчетный ток в час максимума энергосистемы, А,

$J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм,
для заданных условий работы, выбираемое по [14].

Для кабеля, подходящего к трансформатору 13ТС, согласно таблице 1.3.36. нормированное значение экономической плотности тока равно 1,2 А/мм². Тогда экономически целесообразное сечение проводника равно:

$$S = \frac{I}{J_{\text{эк}}} = \frac{38,49}{1,2} = 32,1 \text{ мм}^2;$$

Выбор, термически стойкого к току короткого замыкания, сечения жилы кабеля осуществляется по формуле:

$$S = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t}}{C}, \text{ мм}^2, \quad (20)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания, А;

t – величина фиктивного времени, с;

C – коэффициент материала проводов.

Коэффициент C для алюминиевого провода с бронированной оболочкой принимается равным 91. Величина фиктивного времени равна 1,5 секунды.

Тогда, для кабеля, подходящего к трансформатору 13ТС, термически стойкое к короткому замыканию сечение будет равно:

$$S = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t}}{C} = 6220 \cdot \frac{\sqrt{1,5}}{91} = 84,6 \text{ мм}^2;$$

Выбор сечения жилы по не возгоранию производится в соответствии с циркуляром №Ц-02-98(Э) [20]

Сначала рассчитывается значение нормальной температуры жилы до короткого замыкания:

$$Q_H = Q_0 + (Q_{дд} - Q_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (21)$$

где Q_0 – фактическая температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

$Q_{дд}$ – расчетная длительно допустимая температура жилы согласно ПУЭ, $^\circ\text{C}$;

$Q_{окр}$ – расчетная температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

$I_{раб}$ – значение тока до короткого замыкания, А;

$I_{дд}$ – расчетный длительно допустимый ток кабеля, А.

Далее рассчитывается импульс тепловой энергии при коротком замыкании:

$$B_{мер} = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{аэ}) + (0,3 \cdot I_{n0} \cdot I_{n0ад} + 0,1 \cdot I_{n0ад}^2) \cdot t_{откл}, \quad (22)$$

где I_{n0} – периодическая составляющая тока короткого замыкания от системы, А;

$t_{откл}$ – уставка срабатывания защиты и время отключения выключателя, с;

$T_{аэ}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

$I_{n0ад}$ – начальное значение периодической составляющей тока подпитки синхронного двигателя (не учитывается при малых мощностях АД), кА.

Для выбора сечения по температуре необходимо рассчитать коэффициент К:

$$K = \frac{b \cdot B_{мер}}{S^2}, \quad (23)$$

где b – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \times \text{с})$;

S – сечение жилы, мм^2 .

Тогда при найденных значениях определяется температура нагрева жилы по номограмме, представленной рисунке 5

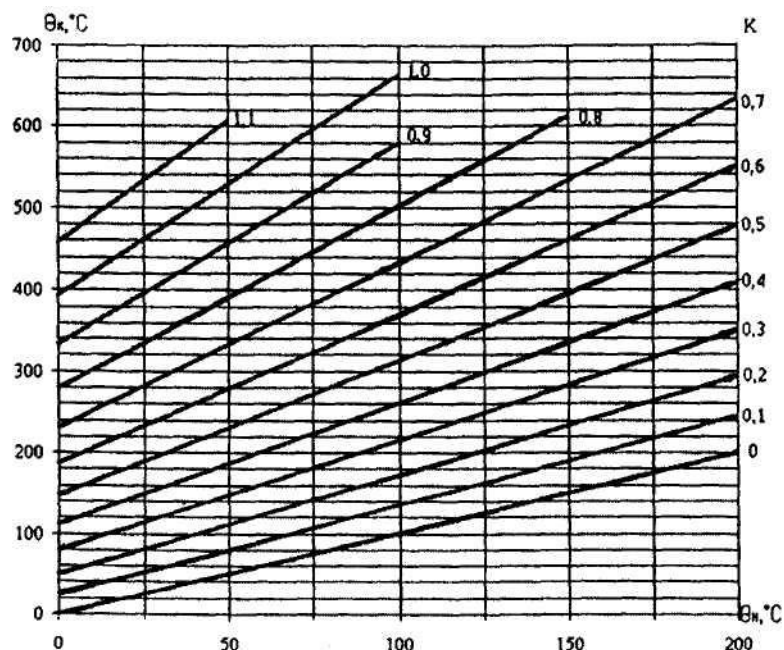


Рисунок 5 – Номограмма для выбора силовых кабелей при токах КЗ

Произведем выбор кабелей 10 кВ для трансформаторов 13ТС и 14ТС.
Начнем с трансформатора 13ТС.

Нормальная температура жилы до КЗ:

$$Q_H = Q_0 + (Q_{ДД} - Q_{ОКР}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{ДД}} \right)^2 = 40 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{38,49}{170} \right)^2 = 42,3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

Тепловой импульс:

$$B_{мер} = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{аэ}) + (0,3 \cdot I_{н0} \cdot I_{н0ад} + 0,1 \cdot I_{н0ад}^2) \cdot t_{откл} = \\ = 6,43^2 \cdot (1,56 + 0,1) = 68,4 \text{ кА}^2\text{с};$$

Коэффициент К:

$$K = \frac{b \cdot B_{мер}}{S^2} = \frac{44,65 \cdot 68,4}{95^2} = 0,34;$$

Исходя из значений коэффициента и нормальной температуры кабеля температура кабеля при КЗ будет достигать 130 °С, что менее длительно допустимой температуры кабеля. Соответственно можем принимать к установке кабель АПВБПу 3×95.

Произведем аналогичные расчеты для кабеля, подходящего к трансформатору 14ТС.

Нормальная температура жилы до КЗ:

$$Q_H = Q_0 + (Q_{ДД} - Q_{ОКР}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{ДД}} \right)^2 = 40 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{38,49}{170} \right)^2 = 42,3 \text{ °С};$$

Тепловой импульс:

$$\begin{aligned} B_{мер} &= I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{аэ}) + (0,3 \cdot I_{н0} \cdot I_{н0ад} + 0,1 \cdot I_{н0ад}^2) \cdot t_{откл} = \\ &= 6,02^2 \cdot (1,56 + 0,1) = 59,9 \text{ кА}^2\text{с}; \end{aligned}$$

Коэффициент К:

$$K = \frac{b \cdot B_{мер}}{S^2} = \frac{44,65 \cdot 59,9}{95^2} = 0,29;$$

Исходя из значений коэффициента и нормальной температуры кабеля температура кабеля при КЗ будет достигать 130 °С, что менее длительно допустимой температуры кабеля. Соответственно можем принимать к установке кабель АПВБПу 3×95.

Расчет ведется по методике и нормам, представленным в [3,6,7].

Таблица 11 – Исходные данные для проверки кабеля 10 кВ

Наименование питаемой установки	Нагрузка установки		Нагрузка линии			Способ прокладки	Длина, км	Материал жилы
	$S_{\text{потреб, кВА}}$	Кол-во линий	Нормальный режим, А	Аварийный режим				
				Длительный, А	Кратковременный, А			
13ТС	1000	1	38,49	71,5	-	Воздух	0,4	Алюминий
14ТС	1000	1	38,49	71,5	-	Воздух	0,4	Алюминий

Таблица 12 – Расчетная часть проверки кабеля 10 кВ

Расчеты								Выбранный кабель	
По падению напряжения	По допустимому нагреву	По экономической плотности тока		По току короткого замыкания			По условию невосгорания	Марка и сечение жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А
Падение напряжения, %	Допустимое сечение жилы, мм ²	Экономическая плотность, А/мм ²	Расчетное сечение, мм ²	Ток КЗ, кА	<i>t</i> , с	Расчетное сечение жилы, мм ²	Допустимое сечение жилы, мм ²		
0,1	50	1,2	32,1	6,22	1,5	84,6	95	АПВБПу 3×95	248
0,1	50	1,2	32,1	5,84	1,5	79,5	95	АПВБПу 3×95	248

В результате проверки кабеля 10 кВ был принят к установке кабель марки АПвБПу 3×95 мм². «Токопроводящая жила – алюминиевая, многопроволочная, круглой формы, уплотненная, соответствует классу 2 по ГОСТ 22483.Экран по жиле - наложен экструзией из электропроводящей пероксидносшиваемой полиэтиленовой композиции. Изоляция - из пероксидносшиваемого полиэтилена. Экран по изоляции - наложен экструзией из электропроводящей пероксидносшиваемой полиэтиленовой композиции. Комбинированный экран: слой в виде обмотки из электропроводящей бумаги или электропроводящей полимерной ленты и повива из медных проволок, поверх которых спирально наложена медная лента. Скрутка – экранированные токопроводящие жилы скручены в сердечник вокруг жгута из не вулканизированной резины или поливинилхлоридного пластиката. Межфазное заполнение - из мелонаполненной невулканизированной резиновой смеси или высоконаполненного поливинилхлоридного пластиката. Внутренняя оболочка - из полиэтилена. Броня - из двух стальных оцинкованных лент, наложенных так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между кромками нижней ленты. Оболочка - из полиэтилена усиленная продольными ребрами жесткости.

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках, на номинальное переменное напряжение 10, 20,35 кВ частотой 50 Гц для сетей с изолированной или заземленной нейтралью. Кабели предназначены для прокладки в земле (в траншеях) независимо от степени коррозионной активности грунтов. Допускается прокладка кабелей на воздухе, в т. ч. в кабельных сооружениях, при условии обеспечения дополнительных мер противопожарной защиты, например нанесения огнезащитных покрытий. Кабели предназначены для прокладки на трассах без ограничения разности уровней.

Вид климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1 и 2 по ГОСТ 15150. Диапазон температур при эксплуатации: – 60°С до 50°С. Относительная влажность воздуха при температуре до 35°С: до 98

%.Прокладка и монтаж кабелей без предварительного подогрева производится при температуре: не ниже – 20°C.Минимальный радиус изгиба кабелей при прокладке: не менее 12 наружных диаметров .Длительно допустимая температура нагрева жилы кабеля при эксплуатации: не более 90°C. Допустимый нагрев жилы кабеля в режиме перегрузки: не более 130°C. Предельно допустимая температура жилы кабеля при коротком замыкании: не более 250°C.Предельно допустимая температура медного экрана кабеля при коротком замыкании: не более 350°C.Предельная температура нагрева жилы при коротком замыкании по условиям невозгораемости кабеля: не более 400°C.Продолжительность работы кабеля в режиме перегрузки не более 8 ч в сутки и не более 1000 ч за срок службы. Строительную длину устанавливают при заказе. Срок службы кабеля: не менее 30 лет. Гарантийный срок эксплуатации: 5 лет» [10].

3.3 Проверка шкафа собственных нужд

В связи с тяжелой политической и экономической обстановками приостановлены поставки и производство многих импортных производителей электротехнического оборудования. Поэтому при выборе производителя щита собственных нужд приоритет отдается отечественным производителям. Компания АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара» [1] предлагает комплектацию щита собственных нужд оборудованием отечественного производства или же комплектующие, производство которых налажено на территории страны. Так же компания АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара» находится на территории Самарской области, поэтому в качестве производителя щита собственных нужд выбираем компанию АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара» (далее Электроцит). В таблице 12 представлено сравнение предлагаемого оборудования с предъявляемыми требованиями.

Таблица 12 – Проверка шкафов ЩСН по основным техническим характеристикам

Параметр	Требуемое значение	Предлагаемое АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара»
Номинальный ток вводных аппаратов, А	1800	2000
Номинальное напряжение, В	400	400
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP31/IP54	IP31
Климатическое исполнение	УХЛ4	УХЛ3.1
Габариты (не более), мм	2200×9000×800	2090×6852×1000
Кол-во шкафов	8-11	11
Наличие АВР	Да	Да
Производитель автоматических выключателей	ABB/Schneider Electric	Schneider Electric
Тип расцепителя автоматического выключателя	Электронный расцепитель	Электронный расцепитель Micrologic

По итогам проверки оборудование АО «ГК «Электроцит» полностью удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Вывод по разделу. По итогам третьего раздела были выбраны кабели 0,4 кВ марки ВБВнг(А)-LS, кабели 10 кВ марки АПвБПу и комплектно распределительное устройство производителя АО «ГК «Электроцит Самара». Данное оборудование полностью удовлетворяет предъявляемым требованиям к оборудованию.

4 Расчет релейной защиты трансформаторов собственных нужд

Любая электроустановка по какой-либо причине может выйти из строя. В ходе эксплуатации и старения оборудование подвергается перегрузкам, высыхает изоляция, «подгорают» контакты и так далее. Все это может привести к коротким замыканиям и другим аварийным режимам работы электроустановки.

Чтобы избежать увеличения масштабов и распространения аварии, на такой режим необходимо быстро среагировать и вывести из работы неисправную электроустановку. Для этих целей разработаны специальные средства защиты. Они могут быть представлены предохранителями, автоматическими выключателями (для низковольтных сетей), силовыми выключателями, релейной защитой [22]. Самой распространенной на промышленных предприятиях, надежной и гибко настраиваемой системой защиты является релейная защита. Релейная защита многофункциональна, компактна, точна, позволяет фиксировать неисправности и подключаться к компьютерной системе контроля и мониторинга.

Для защиты трансформаторов используют газовую защиту [14], максимальную токовую защиту, дифференциальную защиту, токовую отсечку, защиту от перегрузок, токовую защиту нулевой последовательности и устройство резервирования при отказе выключателя. При расчете РЗиА для трансформаторов собственных нужд будем применять все виды защит, кроме газовой, так как трансформатор сухой, и дифференциальной защиты.

Начинаем с расчета максимальной токовой защиты. Ток срабатывания реле вычисляется по формуле:

$$I_{cp} = \frac{K_n \cdot K_{cx} \cdot K_{c3n} \cdot I_M}{K_6 \cdot K_A}, \text{ А}, \quad (24)$$

где K_n – коэффициент надежности;

K_{cx} – коэффициент схемы;

$K_{сзн}$ – коэффициент самозапуска;

$K_{в}$ – коэффициент возврата реле;

K_A – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

I_M – максимальный рабочий ток, А.

Далее считаем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{I_{ср} \cdot K_A}{K_{сх}}, \text{ А}; \quad (25)$$

Определим коэффициенты чувствительности.

$$K_{ч} = \frac{K_{сч} \cdot I_{к}}{I_{сз}}, \text{ А}; \quad (26)$$

где $K_{сч}$ – коэффициент средней чувствительности;

$I_{к}$ – ток трехфазного короткого замыкания, А.

Далее рассчитывается токовая отсечка. Расчетный ток срабатывания реле по первому условию:

$$I_{ср} = \frac{K_n \cdot K_{сх} \cdot I_{к}}{K_A}, \text{ А}; \quad (27)$$

По второму условию:

$$I_{ср} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сх} \cdot I_{ном}}{K_A}, \text{ А}; \quad (28)$$

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{cз0} = \frac{I_{cp0} \cdot K_A}{K_{cx}}, \text{ А}, \quad (29)$$

где I_{cp0} – принятый ток срабатывания реле.

Проверяется чувствительность, значение должно быть от 2 до 8:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{cз0}}{I_{cз}}; \quad (30)$$

Рассчитывается защита от перегрузки. Данный вид защиты будет срабатывать на сигнал.

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{K_{omc} \cdot K_{cx} \cdot K_p \cdot I_M}{K_{\epsilon} \cdot K_A}, \text{ А}, \quad (31)$$

где K_p – коэффициент кратности максимального тока

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{cз} = \frac{I_{cp} \cdot K_A}{K_{cx}}, \text{ А}; \quad (32)$$

Следующий вид защиты токовая защита нулевой последовательности. Предусмотрена для защиты от коротких замыканий на землю. Будет выполнена в две ступени. Первая ступень будет выполнена по классической схеме, с уставками:

$$I_{cp} = 0,7 \text{ А};$$

$$I_{cз} = 0,2 \text{ А};$$

Вторую ступень ТЗНП рассчитываем. Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = 0,75 \cdot I_{ном0,4}, \text{ А}, \quad (33)$$

где $I_{ном0,4}$ – номинальный ток на низкой стороне, А.

Ток срабатывания реле вычисляется по следующей формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_A}, \text{ А}. \quad (34)$$

В конце рассчитаем уставки УРОВ по следующей методике:

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = (5 \div 10\%) \cdot I_{ном}, \text{ А}; \quad (35)$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_A}, \text{ А}; \quad (36)$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше 1,2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{сз}}, \text{ А}, \quad (37)$$

где $I_{кз.мин}$ – минимальный ток трехфазного короткого замыкания, А.

Произведем расчет уставок для трансформатора 13ТС.

Расчет максимальной токовой защиты:

$$I_{ср} = \frac{K_n \cdot K_{сх} \cdot K_{сзн} \cdot I_M}{K_{\text{б}} \cdot K_A} = \frac{1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot 71,5}{0,96 \cdot 20} = 4,91, \text{ А};$$

Принимаем к установке значение уставку срабатывания защиты равную
 $I_{сз} = 18,6 \text{ А}$.

Далее считаем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{I_{ср} \cdot K_A}{K_{сх}} = \frac{18,6 \cdot 20}{1} = 372, \text{ А};$$

Определим коэффициенты чувствительности.

Для участка от сборных шин до трансформатора:

$$K_{ч1} = \frac{K_{сч1} \cdot I_{к2}}{I_{сз}} = \frac{0,87 \cdot 4567}{372} = 10,63;$$

Для участка за трансформатором:

$$K_{ч1} = \frac{K_{сч2} \cdot I_{к3}}{I_{сз}} = \frac{0,87 \cdot 764}{372} = 1,78;$$

Уставку по времени выбираем 1,5 секунды.

Теперь рассчитаем токовую отсечку:

$$I_{ср} = \frac{K_n \cdot K_{сх} \cdot I_{к4}}{K_A} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 800}{20} = 46 \text{ А};$$

По второму условию:

$$I_{ср} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сх} \cdot I_{ном}}{K_A} = \frac{5 \cdot 1 \cdot 54,8}{20} = 13,7 \text{ А};$$

По итогу выбираем наибольший из двух токов.

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{c30} = \frac{I_{cp0} \cdot K_A}{K_{cx}} = \frac{46 \cdot 20}{1} = 920 \text{ А};$$

Проверяется чувствительность, значение должно быть от 2 до 8:

$$K_q = \frac{I_{c30}}{I_{c3}} = \frac{920}{185,5} = 4,96;$$

Чувствительность удовлетворительная.

Защита от перегрузки.

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{K_{omc} \cdot K_{cx} \cdot K_p \cdot I_m}{K_g \cdot K_A} = \frac{1,05 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 71,5}{0,96 \cdot 20} = 3,91 \text{ А}$$

Принятое значение $I_{cp} = 4,95 \text{ А}$.

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{c3} = \frac{I_{cp} \cdot K_A}{K_{cx}} = \frac{4,95 \cdot 20}{1} = 99 \text{ А};$$

Первая ступень ТЗНП выполнена по классической схеме, с уставками:

$$I_{cp} = 0,7 \text{ А};$$

$$I_{c3} = 0,2 \text{ А};$$

Вторую ступень ТЗНП рассчитываем. Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = 0,75 \cdot I_{ном0,4} = 0,75 \cdot 1443,4 = 1082,53 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле вычисляется по следующей формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_A} = \frac{1082,53}{240} = 4,51 \text{ А};$$

В конце рассчитаем уставки УРОВ по следующей методике:

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = (5 \div 10\%) \cdot I_{ном} = 2,89 \text{ А};$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_A} = \frac{2,89}{20} = 0,14 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше 1,2:

$$K_{\chi} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{сз}} = \frac{764}{2,89} = 264,36 \text{ А};$$

Уставка по времени 0,4 секунды.

Аналогичные расчеты выполняются и для трансформатора 14ТС.

Результаты расчетов внесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Значения уставок защиты трансформаторов собственных нужд

Тип защиты	Параметр	Ячейка 9 (13ТС)	Ячейка 30 (14ТС)
МТЗ	Ток срабатывания защиты, А	18,6	18,6
	Ток срабатывания реле, А	372	372
	Уставка по времени, с	1,5	1,5
ТО	Ток срабатывания защиты, А	46	46
	Ток срабатывания реле, А	920	920
	Уставка по времени, с	0,04	0,04
Защита от перегрузки	Ток срабатывания защиты, А	4,95	4,95
	Ток срабатывания реле, А	99	99
	Уставка по времени, с	Сигнал	Сигнал
I ступень ТЗНП	Ток срабатывания защиты, А	0,7	0,7
	Ток срабатывания реле, А	0,2	0,2
	Уставка по времени, с	0,05 (на сигнал)	0,05 (на сигнал)
II ступень ТЗНП	Ток срабатывания защиты, А	1082,53	1082,53
	Ток срабатывания реле, А	4,51	4,51
	Уставка по времени, с	0,35	0,35
УРОВ	Первичный ток, А	2,89	2,89
	Вторичный ток, А	0,14	0,14
	Уставка по времени, с	0,4	0,4

На рисунке 6 изображен микропроцессорный терминал SPAC 801.



Рисунок 6 – Микропроцессорный терминал SPAS 801

Данные уставки рассчитаны для микропроцессорного терминала защиты SPAS 801 [17] предназначенного специально для защиты трансформаторов собственных нужд.

Вывод по разделу. В данном разделе рассчитаны уставки защиты трансформаторов собственных нужд. Релейная защита ТСН выполнена с помощью МТЗ и ТО, защитой от перегрузки, двухступенчатой ТЗНП, и УРОВ. Данный набор защит устанавливается практически на все силовые трансформаторы и должен обеспечивать максимально надежное функционирование оборудования.

Заключение

В ходе реконструкции трансформаторов собственных нужд проведена замена самих трансформаторов, комплектного распределительного устройства 0,4 кВ, кабелей 0,4 кВ, кабелей 10 кВ. В связи с заменой большей части оборудования так же предусмотрено обновление системы релейной защиты. Установлен микропроцессорный терминал SPAC 801, специально предусмотренный для защиты трансформаторов собственных нужд.

Установлены трансформаторы типа ТСЗ-1000/10/0,4 фирмы СВЕЛ. Замена позволила повысить надежность системы, за счет повышения безотказности оборудования, путем замены на более новое и современное. В проекте предусмотрено устройство автоматического ввода резерва, которое позволяет надежность системы путем быстрого и оперативного включения питания со второй секции шин. Также, теперь имеется оборудование в запасе, для проведения быстрого ремонта вышедшей из строя установки.

Кабели 10 кВ установлены марки АПвБПу 3×95 мм². Данная марка кабеля является современной, и имеет ряд преимуществ над кабелями с ПВХ или бумажной изоляцией.

Кабели 0,4 кВ используются марки ВВнг(А)-LS. Это кабель с медными жилами в ПВХ изоляции пониженной пожароопасности с бронированными лентами.

Установка микропроцессорного терминала позволила автоматизировать процессы контроля и мониторинга состояния оборудования, фиксации неисправностей, поиска неисправностей, что позволяет более оперативно производить ремонт и своевременное обслуживание оборудования.

Комплекс мероприятий по реконструкции позволил повысить надежность и безотказность системы, уменьшить количество номенклатурных единиц запасной техники на складе, а также повысить удобство обслуживания и эксплуатации оборудования.

Список используемых источников

1. АО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара» Комплектные распределительные устройства [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/> (дата обращения: 09.04.2024).
2. Бохан А.Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. 311 с.-ISBN 978-985-535-328-8.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения. Тольятти: ТГУ, 2015. [электронный ресурс]. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943> (дата обращения: 17.02.24)
4. Гальперин М.В. Электротехника и электроника: учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2024. 480 с.
5. ГОСТ 54827-2011 [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093853> (дата обращения: 29.03.2024).
6. ГОСТ 1516.1-76-2015. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Текст]. Введ. 2015-01-16. М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2024. – 51 с.
7. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения 04.03.2024).
8. ГОСТ Р 56865–2016. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования [Текст]. Введ. 2016-07-17. М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2016. 5 с.
9. Ершов А.М. Релейная защита в системах электроснабжения напряжением 0,38-110 кВ : учебное пособие для практических расчетов. Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. 608 с. ISBN 978-5-9729-0511-9. [Электронный ресурс] URL: <https://znanium.com/catalog/product/1168545> (дата обращения: 15.04.2024).

10. Кабель АПВБПу – описание [электронный ресурс] URL: https://cable.ru/cable/group-apvbpu_description.php (дата обращения 25.02.2024).
11. Конюхова Е.А. К65 Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) [Текст]: учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва : РУСАЙНС, 2024. 160 с. ISBN 978-5-4365-1136-
12. Крючков И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Текст]: учебное пособие для вузов Издательский дом МЭИ, 2012 568 с. ISBN 978-5-383-00709-9.
13. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. доп. Москва : Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. 174 с. ISBN 978-5-9729-0404-4 [Электронный ресурс] URL: <https://znanium.com/catalog/product/1168656> (дата обращения: 02.05.2024)
14. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий [Электронный ресурс] URL: <https://znanium.ru/catalog/product/1910868> (дата обращения: 15.05.2024).
15. РусГидро «Жигулевская» ГЭС [Электронный ресурс] URL: <https://zhiges.rushydro.ru/hpp/> (дата обращения 29.01.2024).
16. Сухие силовые распределительные трансформаторы 16-3200 кВА на класс напряжения 6, 10 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://svel.ru/catalog/sukhie-transformatory/sukhie-silovye-transformatory/silovoy-raspredelitelnyy-transformator-16-3200-kva-na-klass-napryazheniya-6-10-kv/> (дата обращения 16.02.2024).
17. Терминалы SPAC 801, SPAC-802, SPAC.803, SPAC 804, SPAC805, SPAC-806 [Электронный ресурс] URL: http://www.elkont.ru/index.php?option=com_sobi2&sobi2Task=sobi2Details&sobi2Id=470&Itemid=55 (дата обращения: 15.03.2024).
18. Фролов Ю.М. Основы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. Санкт- Петербург : Лань, 2012. 432 с. ISBN 978-5-8114-1335-0. Education portal.2015. URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Direct_current (дата

обращения 13.03.2024).

19. Ханин Ю. И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения: Лабораторный практикум. Волгоград: Волгоградский государственный аграрный университет, 2018. 124 с.: ISBN. [Электронный ресурс] URL: <https://znanium.com/catalog/product/1007853> (дата обращения: 01.05.2024).

20. Циркуляр №Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания [Электронный ресурс] URL: <https://gostrf.com/normadata/1/4293828/4293828958.pdf> (дата обращения 12.04.2024).

21. Brain Marshall, Dave Roos, How Power Grids Work [Text]. Science stuff energy works portal.2015. URL: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy> (дата обращения 23.03.2024).

22. Carl Johnson, Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text]. University of Colorado. 2015. URL: <http://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 26.04.2024).

23. Enmax, Substations [Text]. Enmax generation.2015. URL: <https://www.enmax.com/generation-wires/transmission-a> (дата обращения 11.02.2024).

24. Gokul Dharan, Electrical substation [Text] . Energy Education. 2015. URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_sub (дата обращения 07.02.2024).

25. Jordan Hanania, Power plant [Text]. Energy education portal.2015. URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power_plant