

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Разработка технического проекта замены трансформаторов
собственных нужд Жигулевской ГЭС»

Студент	<u>А.Н. Осадчий</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>В.Н. Кузнецов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	<u>А.В. Кириллова</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Допустить к защите

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

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе были разработаны предложения по замене трансформаторов собственных нужд на ОРУ-110 кВ Жигулёвской ГЭС, с заменой существующих воздушных выключателей на более перспективные - элегазовые, имеющие большую отключающую способность токов короткого замыкания, что позволит увеличить надежность системы в целом, уменьшить капитальные затраты на установку и обслуживание.

В основной части квалификационной работы были рассчитаны токи короткого замыкания и по ним произведен выбор оборудования; указаны технические характеристики и преимущества современного оборудования, а также дана краткая характеристика релейной защиты и автоматики. Была проведена замена кабельных связей, выполненная с реконструкцией кабельных трасс, и сопутствующая замена кабельного конструктива на основе необходимых для этого расчетов.

Пояснительная записка содержит 61 лист, в том числе 38 таблиц и 5 рисунков, а также приложение на 3 листах.

Графическая часть занимает 6 листов.

ABSTRACT

The title of the graduation project is «The development of a technical project for the replacement of auxiliary transformers at the Zhigulevskaya hydroelectric power station». The graduation work deals with the replacement of:

- auxiliary transformers with the 110 kV outdoor switchgear at the Zhigulevskaya hydroelectric power station;
- the existing air circuit breakers with gas-insulated ones to increase the reliability of the system.

The object of the graduation project is 110 kV open switchgear. The following aspects are considered in the graduation work:

- the current situation in the industry and forecasts of the prospects for the power industry in the next 10-15 years, which is stated in the introduction;
- calculation of short circuit currents and equipment selection; an indication of the technical characteristics and advantages of modern equipment, as well a brief description of relay protection and automation;
- results to be achieved after finishing this project: increasing system reliability, reduction of capital costs for installation and service.

The graduation project consists of an explanatory note on 61 pages, introduction, including 5 pictures, 38 tables, the list of 25 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

In conclusion we'd like to stress that the goal to reduce the loss of electricity during its transportation and the risk of an emergency situation is realized. The main advantage of the installed transformers is voltage control under the load.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Технические показатели ОРУ 110 кВ	7
1.1 Изоляция оборудования.....	8
1.2 Защита от грозových и внутренних перенапряжений.....	8
1.3 Заземление	8
2 Выбор трансформатора.....	9
3 Выбор ОПН.....	14
4 Выбор выключателей.....	20
5 Выбор разъединителей	21
6 Выбор трансформаторов тока.....	23
7 Выбор и проверка кабелей 10 кВ.....	24
7.1 Исходные данные	24
7.2 Выбор кабельных линий.....	24
8 Выбор и проверка кабелей 0,4 кВ.....	30
8.1 Исходные данные	30
8.2 Выбор кабельных линий.....	31
9 Выбор и проверка кабеля для заземления ОПНн	37
9.1 Выбор кабельных линий.....	37
10 Дифференциальная защита трансформаторов	45
11 Газовая защита трансформаторов	52
12 Анализ действия МТЗ с выбранными уставками при самозапуске двигателей.....	54
Заключение	58
Список используемых источников.....	59
Приложение А	62

ВВЕДЕНИЕ

В наши дни промышленный сектор экономики Российской Федерации, оправившись от, казалось бы, непоправимых повреждений, нанесенных ему сначала перестройкой, а затем приватизацией и долгим периодом стагнации вступает на новый этап развития. В прошлом остаются грандиозные предприятия с независимой инфраструктурой и системой снабжения, которые могли производить весь перечень процедур по производству товара, начиная от проектирования и обработки первичного сырья, и заканчивая упаковкой готовых изделий. Сегодня приоритеты смещаются в сторону организации небольших предприятий, находящихся в частных руках, которые занимаются обработкой продукции лишь на определенном этапе. Данные организации имеют цеха с относительно небольшой установленной мощностью оборудования, однако их достаточно много.

В связи с этим, возникает проблема высокой разветвленности сетей электроснабжения и повышаются требования к их надежности и энергоэффективности.

Одним из наиболее значимых элементов сети электроснабжения является главная понизительная подстанция, осуществляющая питания собственных ТП предприятий. Ее проектирование с использованием инновационных технических решений и новейшего оборудования при соблюдении условий максимальной экономии материальных средств.

Важнейшее значение в современных условиях имеют повышение эффективности использования инвестиций и их концентрация на объектах, ввод которых может дать их быстрейшую окупаемость.

Основным направлением совершенствования существующей системы расчета средних отпускных тарифов должно стать принятие решений, которые приводили бы к снижению затрат на производство, транспорт и распределение электрической и тепловой энергии.

Анализ затрат на производство электроэнергии по ОЭС показывает, что в перспективе до 2025 г. будет иметь место значительное увеличение стоимости ее производства, что в большой степени обусловлено необходимостью привлечения значительных инвестиций на замену выбывающего оборудования электростанций и ростом цен на первичные энергоресурсы.

Новые условия хозяйствования в электроэнергетике России требует оптимизации действенной нормативно-правовой базы для совместной работы существующих субъектов хозяйствования, скорейшей разработки эффективных методов планирования развития и управления функционированием ЕЭС России, которые обеспечили бы высокую эффективность функционирования и устойчивое развитие отрасли.

Целью квалификационной работы по разработке технического проекта замены трансформаторов собственных нужд, является увеличение надежности работы трансформаторов собственных нужд Жигулевской ГЭС.

1 Технические показатели ОРУ 110 кВ

ОРУ 110 кВ филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» расположено в северной части г. Жигулевска, Самарской области.

Вид строительства: реконструкция ячейки ОРУ-110 кВ 1ТС, 2 ТС с заменой отдельных видов оборудования (замена трансформаторов СН ГЭС 1ТС, 2ТС).

Замена трансформаторов 1ТС, 2 ТС на открытом распределительном устройстве 110 кВ заключается в:

- замене двух силовых трансформаторов 1ТС, 2ТС;
- замене ошиновки 110 кВ и 10 кВ;
- реконструкции маслоприемников 1ТС, 2ТС;
- замене кабельных связей с реконструкцией кабельных трасс и сопутствующей заменой кабельного конструктива; разработке схем привязки к существующим основным и резервным защитам, сигнализации 1, 2 ТС и ДЗШ 110 кВ.

Технические показатели реконструируемой ячейки ОРУ-110 кВ(замена трансформаторов собственных нужд 1, 2 ТС) представлены в таблице 1 настоящего тома.

Таблица 1 - Технические данные ОРУ-110 кВ

Показатель	Значение по проекту
Наименование объекта	Открытое распределительное устройство 110кВ филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС», ячейки 1 ТС, 2 ТС
Номинальные напряжения	110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-110 кВ – ОРУ РУ-10 кВ – ЗРУ
Тип схемы каждого РУ	110 кВ – 13Н (две рабочие и обходная система шин); 10 кВ – 10-1 (две рабочие секционированные выключателем системы шин);

Продолжение таблицы 1

Количество линий, подключаемых к ОРУ -110 кВ	РУ-110 кВ – 7ВЛ; РУ-10 кВ – 30 КЛ
Количество резервных ячеек по каждому РУ	РУ-110 кВ – нет; РУ-10 кВ – 8;
Количество и мощность силовых трансформаторов	ТС-1 10000 кВА ТС-2 10000 кВА

1.1 Изоляция оборудования

Для данного региона принята III степень загрязнения атмосферы.

Изоляция проектируемого оборудования согласно ПУЭ [п.1.9.18, табл. 1.9.1] принята с удельной эффективной длиной пути утечки не менее 2,5 см/кВ.

1.2 Защита от грозовых и внутренних перенапряжений

Защита вновь устанавливаемого оборудования от прямых ударов молний в соответствии с ПУЭ [издание седьмое, раздел 4] осуществляется при помощи молниеотводов установленных на порталах (24 м), отдельно стоящих молниеотводах (20 м), прожекторных мачтах (30 м) ОРУ 110 кВ.

Защита оборудования ОРУ 110 кВ от волн грозовых перенапряжений приходящих с линий и от опасных уровней коммутационных перенапряжений предусмотрена при помощи ограничителей перенапряжений с устройством контроля тока утечки под рабочим напряжением, установленных в цепях трансформаторов.

1.3 Заземление

Заземление вновь устанавливаемого оборудования (трансформаторы 1ТС и 2ТС, выключатели, разъединители и трансформаторы тока) осуществляется в соответствии с ПУЭ изд. 7 (глава 1.7), а также РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электростанций и подстанций от импульсных помех». Устанавливаемое на ОРУ 110 кВ оборудование присоединить к существующему контуру заземления ОРУ-110 кВ сталью полосовой сечением 40х5 мм.

2 Выбор трансформаторов

В связи с сохранением суммарной мощности потребителей собственных нужд Жигулевской ГЭС выбираем два трансформатора аналогичной мощности, то есть по 10 МВА с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Характеристики выбранного трансформатора приводятся в таблице 5 и 6.

Таблица 5 – Технические характеристики трансформатора

№ п.п.	Наименование технических характеристик	Значение
Общая информация		
1.	Тип трансформатора	ТДН-10000/110
2.	Климатическое исполнение и категория размещения	У1 /УХЛ1
3.	Температура окружающей среды, °С	+40...-45; /+40...-60
Основные параметры		
4.	Номинальная мощность ВН/НН, кВА	10000/10000
5.	Номинальное напряжение ВН/НН, кВ	115/11
6.	Схема и группа соединения обмоток	Ун/Д-11
7.	Способ и диапазон регулирования напряжения	РПН ±16%(±9х1,78%)
8.	Номинальная частота, Гц	50
9.	Номинальный ток, А, стороны ВН	50,2
10.	Номинальный ток, А, стороны НН	525
11.	Напряжение короткого замыкания ⁽¹⁾ , % ВН-НН	10,5±7,5%
12.	Потери короткого замыкания на основном ответвлении ⁽¹⁾ , кВт	+10%
13.	Ток холостого хода ⁽¹⁾ , %	+30%
14.	Потери холостого хода ⁽¹⁾ , кВт	+15%
15.	Режим работы нейтрали	Изолированная

Продолжение таблицы 5

16.	Вид системы охлаждения		Д
17.	Встроенные трансформаторы тока		
	- ВН		
	- НН		
	- нейтраль ВН		
18.	Уровень внешней изоляции вводов		
19.	Длина пути утечки внешней изоляции ГОСТ 9920-89 , см/кВ, не менее		2,5
20.	Напряжение питания системы охлаждения и РПН, В	Двигателей	~380/~220
		Цепей управления	~220
		Цепей сигнализации	= 220

Таблица 6 – Уровень изоляции

Сторона ВН				Сторона НН	
Линия		Нейтраль		КПЧ	ПГИ
КПЧ	ПГИ	КПЧ	ПГИ		
200	480	100	200	35	75

На рисунке 1 представлена схема силового трансформатора.

В таблице 7 предоставлен расчет ступеней регулирования РПН.

На рисунке 2 представлена схема работы шкафа привода РПН, предназначенного для приведения в действие переключающего устройства трансформатора, фиксации его на положении и мониторинга процесса переключения.

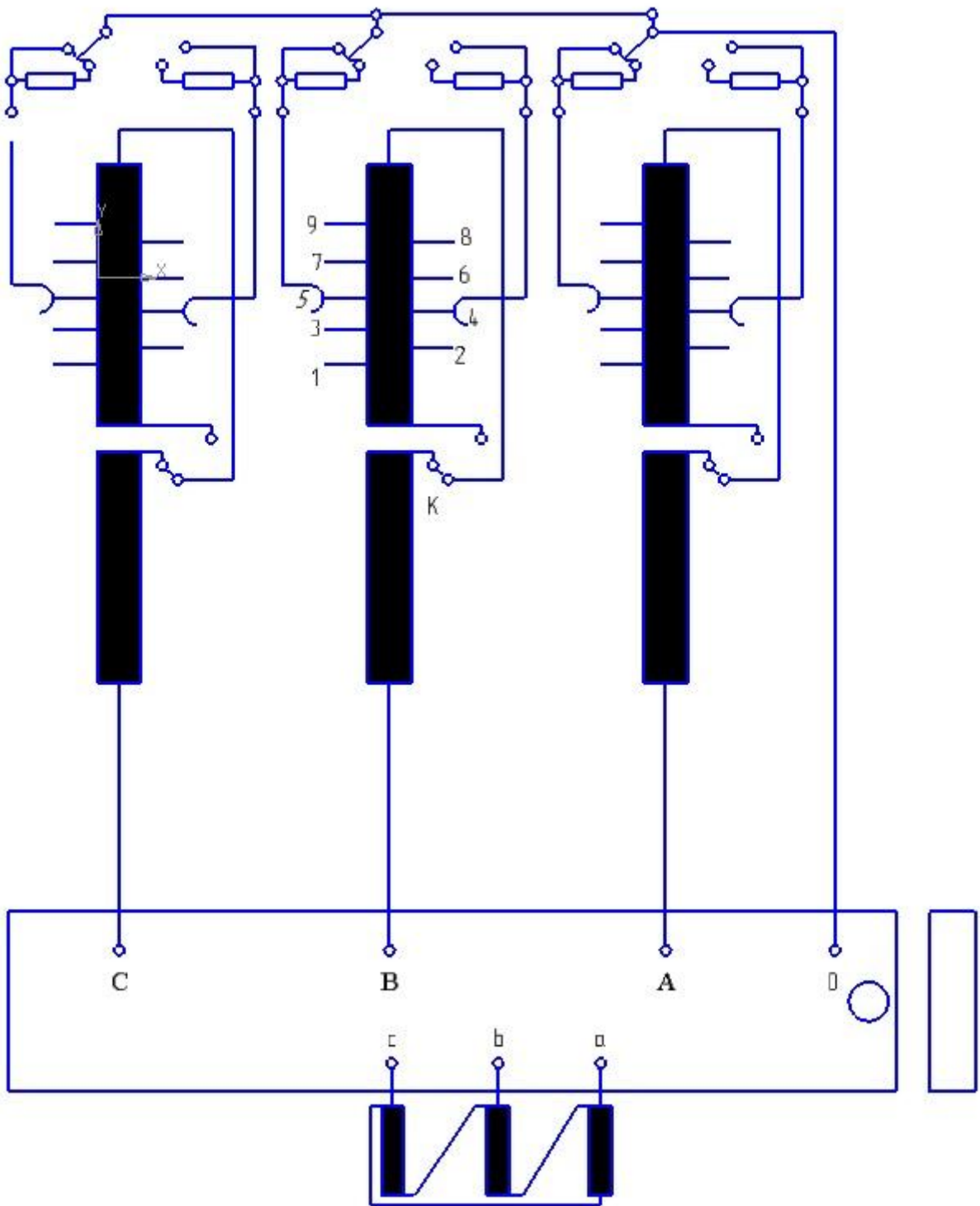


Рисунок 1 – Схема силового трансформатора

Таблица 7 – Расчет ступеней регулирования РПН

Положение указателя привода	Напряжение ответвлений обмоток			Ток ответвлений обмоток			Коэффициент трансформации		
	Обмотка			Обмотка			Между обмотками ВН-НН		
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	А-В	В-С	С-А
1	133,42		11	43,3		525	12,13	12,13	12,13
2	131,37			43,9			11,94	11,94	11,94
3	129,33			44,6			11,75	11,75	11,75
4	127,28			45,3			11,57	11,57	11,57
5	125,23			46,1			11,38	11,38	11,38
6	123,19			46,9			11,20	11,20	11,20
7	121,14			47,7			11,01	11,01	11,01
8	119,09			48,5			10,82	10,82	10,82
9	117,04			49,3			10,64	10,64	10,64
10	115,00			50,2			10,45	10,45	10,45
11	112,95			51,1			10,27	10,27	10,27
12	110,91			52,1			10,09	10,09	10,09
13	108,86			53,0			9,90	9,90	9,90
14	106,82			53,0			9,71	9,71	9,71
15	104,77			53,0			9,52	9,52	9,52
16	102,72			53,0			9,34	9,34	9,34
17	100,67			53,0			9,15	9,15	9,15
18	98,63			53,0			8,96	8,96	8,96
19	96,58			53,0			8,78	8,78	8,78

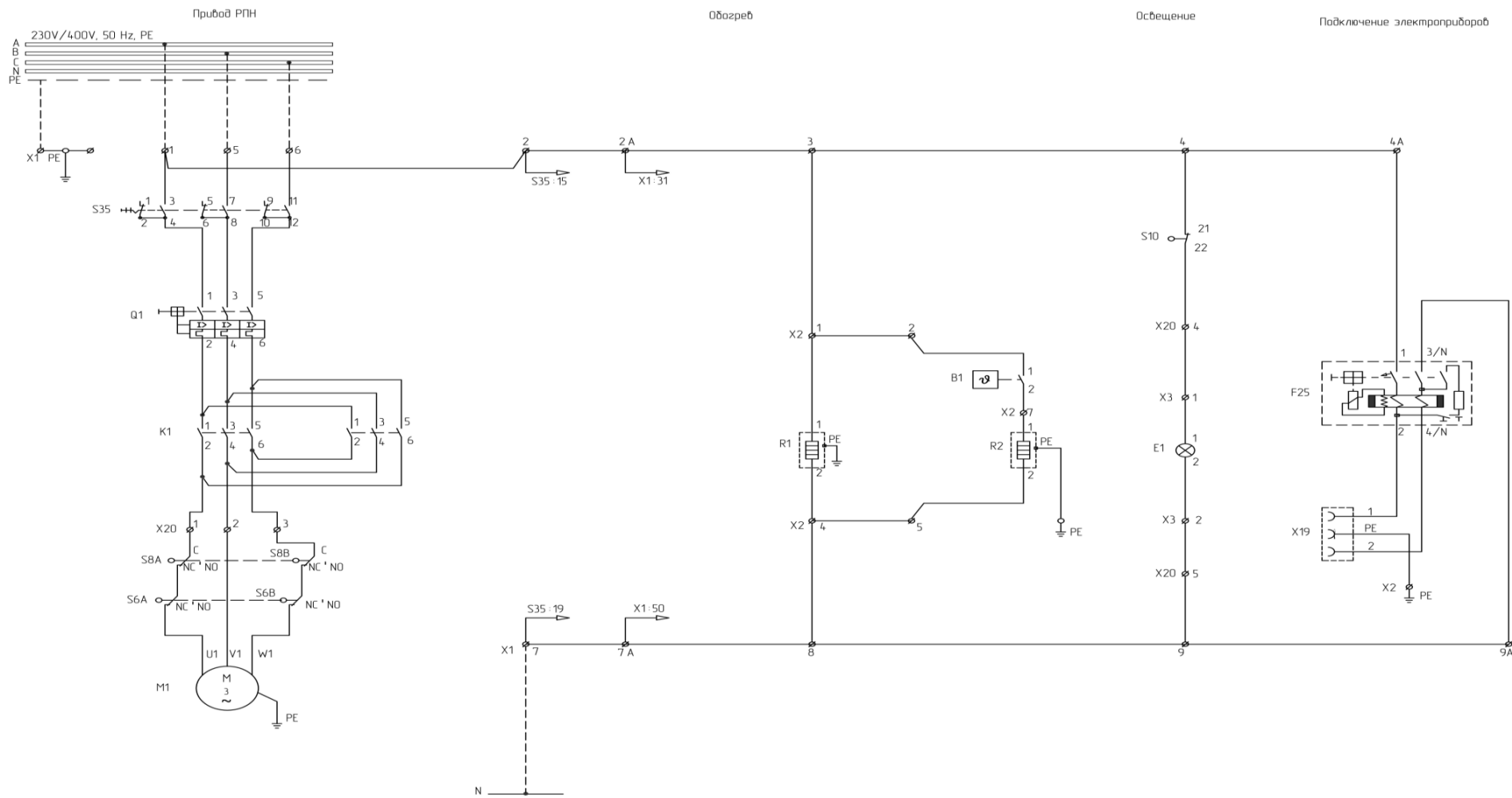


Рисунок 2 – Шкаф привода РПН 1ТС (2ТС)

3 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжения устанавливаются на стороне 110 кВ для защиты силовых трансформаторов.

1) Выбор ОПН по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нро} > U_{нс}$$

где $U_{нс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ;

- $U_{нро}$ – наибольшее длительно допустимое напряжение ограничителя, которое принимается на 5-10% больше $U_{нс}$, кВ.

Наибольшее рабочее напряжение сети (фазное):

$$U_{нс} = \frac{110 * 1,15}{\sqrt{3}} = 73,0 \text{ кВ}$$

Напряжение в нейтрали трансформатора:

$$U_{нсн} = \frac{U_{нс}}{K_v} = \frac{73,03}{1,49} = 49,0 \text{ кВ},$$

где K_v – кратность выдерживаемого напряжения, определяемая по индивидуальной характеристике «Напряжение – Время» для выбранного ограничителя перенапряжений.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ограничителя:

$$U_{нро} = 1,1 * U_{нсн} = 53,9 \text{ кВ},$$

Ближайшим каталожным значением $U_{нро}$ является 56 кВ (ОПНН-А-110/56-10/680(III) 4 УХЛ1).

2) Выбор ОПН по условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{вб} = (1,15 - 1,2) \cdot I_{кз}$$

где $I_{вб}$ – ток взрывобезопасности ограничителя, кА;

- $I_{кз}$ – наибольший из токов короткого замыкания (однофазный, двухфазный, трёхфазный), кА, согласно предоставленным исходным данным.

$$I_{вб} = (1,15 - 1,2) \cdot 27,4 = 32,8 \text{ кА}$$

3) Выбор ОПН по номинальному разрядному току.

Так как объект реконструкции расположен в районе со среднегодовой продолжительностью гроз 60-80 часов в год, номинальный разрядный ток принимается равным 10 кА.

4) Выбор ОПН по номинальному разрядному току.

Так как объект реконструкции расположен в районе со среднегодовой продолжительностью гроз 60-80 часов в год, номинальный разрядный ток принимается равным 10 кА.

5) Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

При установке ОПН вместо вентильных разрядников должно выполняться следующее условие:

$$U_{ост.опн} \leq U_{ост.вр}$$

где $U_{ост.опн}$ – остающееся напряжение ограничителей, кВ;

- $U_{ост.рв}$ – остающееся напряжение вентильного разрядника, кВ.

Остающееся напряжение при импульсном токе с длиной фронта волны 8 мкс на вентильном разряднике согласно каталожным данным составляет 367 кВ.

$$U_{ост.опн} \leq 367 \text{ кВ}$$

6) Выбор длины пути утечки ОПН.

Значение расчетной длины пути утечки определяется из соотношения:

$$L_{ут} = \lambda_{э} \cdot U_{наиб.раб.} = 2,50 \cdot 126 = 315 \text{ см}$$

где $\lambda = 2,50 \text{ см / кВ}$ - удельная длина пути утечки внешней изоляции согласно п. 1.9.10 ПУЭ-7 издания для района с III степенью загрязнения.

7) Выбор ОПН по временным допустимым повышениям напряжения.

Необходимо, чтобы временные повышения напряжения на ОПН при рабочих режимах, а также при квазистационарных (установившихся) перенапряжениях, не превышали допустимые значения $U_{в_опн}$.

Для решения указанной задачи используются данные о временных повышениях напряжения в сети в месте установки ОПН и характеристики «Напряжение – Время» - выдерживаемое напряжение промышленной частоты в зависимости от времени его приложения к ОПН. Эти характеристики показывают максимальный промежуток времени, в течение которого к ОПН может быть приложено напряжение промышленной частоты, превышающее нормальное рабочее напряжение сети, не вызывая повреждений или термической неустойчивости ОПН.

Длительность существования перенапряжений ограничены срабатыванием релейной защиты и противоаварийной автоматики (0,03 сек.).

В месте установки ОПН квазиустановившиеся перенапряжения на неповреждённых фазах при несимметричном коротком замыкании на шинах подстанции являются определяющими. В этом случае значение максимальных перенапряжений не превысит нормального рабочего напряжения сети на 40 %:

$$K_{уmax} = 1,4 \cdot U_{нр_с}$$

Выбор ОПН проводим на основании следующего соотношения:

$$\frac{U_{нр_с} \cdot K_{уmax}}{K_{в_опн}} \leq U_{нр_опн}$$

где $K_{в_опн}$ – кратность выдерживаемого напряжения, определяемая по индивидуальной характеристике «Напряжение – Время» для выбранного ограничителя перенапряжений.

8) Выбор энергоемкости ОПН.

В сетях 110 кВ и выше проверку ОПН по энергоемкости производят в следующих случаях:

-установка ОПН осуществляется на тупиковых подстанциях 110-220 кВ с частично разземленной нейтралью трансформаторов;

- установка ОПН на подстанциях без выключателей на стороне высокого напряжения;
- установка ОПН на шинах подстанций батарей конденсаторов или кабельных присоединений.

На ОРУ 110 кВ, где проводится реконструкция ячеек 1ТС, 2ТС отсутствуют вышеперечисленные условия установки ОПН, на основании чего, проверка ОПН по энергоёмкости не требуется.

9) Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса меньше испытательного коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования, с запасом 15-20 %:

$$(1,15 - 1,20)U_{ост.опн} \leq U_{ки}$$

$$U_{ки} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_u \cdot K_k \cdot U_{исп50}}{K_3}$$

где $K_u = 1,35$ – коэффициент импульса, учитывающий повышение разрядного напряжения изоляции при более коротком коммутационном импульсе по сравнению с испытательным напряжением;

- $K_k = 0,9$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий снижение электрической прочности в условиях эксплуатации при многократных воздействиях перенапряжений и возможность старения изоляции;

- $K_3 = 1,2$ – коэффициент запаса.

- $U_{исп50} = 200$ кВ – одноминутное испытательное напряжение для электрооборудования, нормируемое по ГОСТ 1516.3-96.

Величина допустимого напряжения на изоляции:

$$U_{ки} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286,4 \text{ кВ}$$

Для защиты нейтрали трансформаторов рекомендуется установка: ОПНН-А-110/56-10/680(Ш) 4 УХЛ1 «Таврида электрик» [4]. В таблице 8 указаны паспортные данные выбранного ОПН.

Таблица 8 – Паспортные данные ОПН

Класс напряжения, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	56
Ток пропускной способности, А	680
Вес, кг	18,6

На рисунке 3 представлена поясняющая схема, схема замещения и расчет токов короткого замыкания [8].

Поясняющая схема

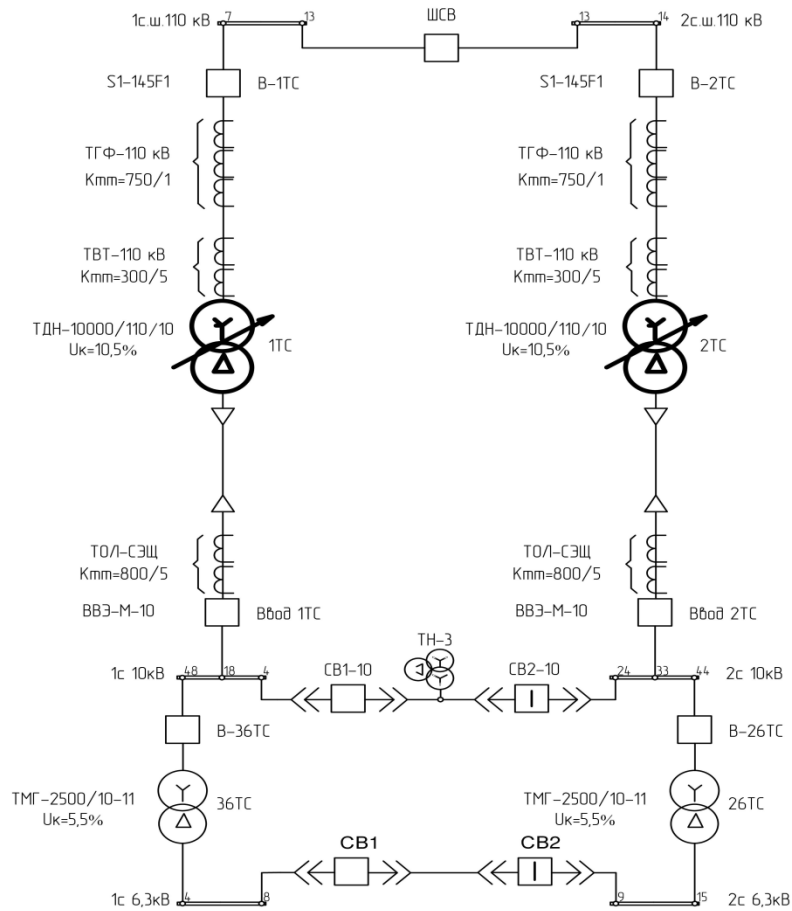


Схема замещения

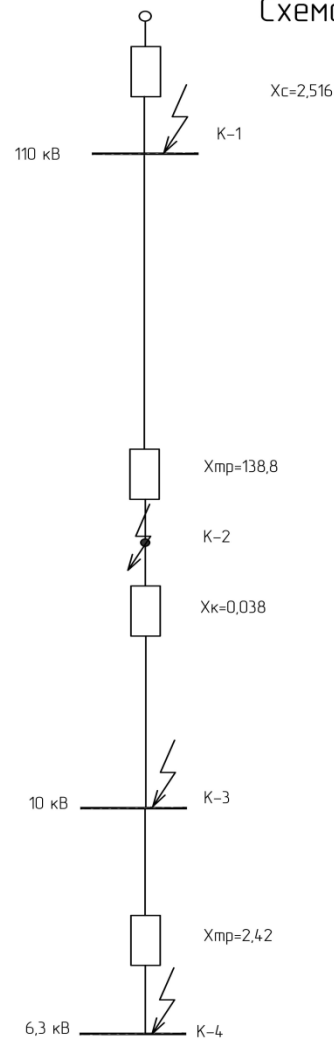


Таблица токов короткого замыкания

Место КЗ		Токи в месте замыкания			Примечание
		$I^{(1)}_{кз}, \text{кА}$	$I^{(2)}_{кз}, \text{кА}$	$I^{(3)}_{кз}, \text{кА}$	
К-1	max	30,231	23,736	27,408	
	min	22,782	17,984	20,766	
К-2	max	-	4,538	5,240	
	min	-	4,456	5,146	
К-3	max	-	4,411	5,094	
	min	-	4,303	4,968	
К-4	max	-	2,368	2,735	
	min	-	2,331	2,692	

$$X_{мп1ТС(2ТС)} = \frac{U_k}{100\%} \times \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100\%} \times \frac{115^2}{10} = 138,8$$

$$X_{мп26ТС(36ТС)} = \frac{U_k}{100\%} \times \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{5,5}{100\%} \times \frac{10,5^2}{2,50} = 2,42$$

Рисунок 3 – Расчет токов короткого замыкания

4 Выбор выключателей

При реконструкции ОРУ – 110 кВ во всех ячейках, включая 1ТС и 2ТС, были установлены колонковые выключатели типа S1-145E1 [5] производства компании «ALSTOM». В таблице 9 представлены технические характеристики колонковых выключателей.

Таблица 9 – Технические характеристики

	ALSTOM	S1-145E1
Количество разрывов на полюс		1
Номинальное напряжение	КВ	145
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты 50 Гц:		
- относительно земли	кВ	275
- между контактами полюса	кВ	275
Выдерживаемое напряжение грозового импульса:		
- относительно земли	КВ	650
- между контактами полюса	кВ	650
Выдерживаемое напряжение коммутационного импульса:		
- относительно земли	кВ	-
- между контактами полюса	кВ	-
Длина пути утечки	мм/кВ	25
Номинальный ток	А	3150/4000
Номинальный ток отключения	кА	40
Коэффициент первого отключающего полюса		1,5
Пик тока включения	КВ	158
Время тока термической стойкости	С	3
Собственное время включения	мс	Менее 80
Собственное время отключения	мс	20±2

Выбранный выключатель удовлетворяет требованиям проекта.

5 Выбор разъединителей

На ОРУ – 110 кВ были установлены разъединители серии D – 300 – 122040M/E1E2M [4]. В таблице 10 указаны технические характеристики разъединителей серии D – 300.

Таблица 10 – Характеристики разъединителей D – 300

Класс напряжения сети	110 кВ
Обозначение типа	D-300-122040M/E1E2M
Дополнительное обозначение: - с 1 встроенным заземлителем - с 2 встроенными заземлителями	+1E /+2ED
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А -n -p -pc -q	1600 2500
Ток электродинамической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	100
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты относительно земли между полюсами, кВ	230
То же между разомкнутыми контактами разъединителя, кВ	265
Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс относительно земли и между полюсами, кВ	550
То же между разомкнутыми контактами разъединителя, кВ	630
Разрядное напряжение частоты 50 Гц под дождем, кВ, не менее	80

Продолжение таблицы 10

Напряжение радиопомех при 78 кВ, мкВ, не более	500
Разрывная способность в трехфазной цепи при индуктивной или емкостной нагрузке, А	2
Конструкция изолятора: - мин. разрушающая нагрузка, кН - полная высота, мм - минимальная длина пути утечки, мм	4-6-8 1220 2800
Допускаемая механическая нагрузка на вывод: - статическая и динамическая, кН - статическая доля, кН	3-4, 5-6 1,2-1,5-1,5

Выбранный разъединитель удовлетворяет требованиям проекта.

6 Выбор трансформаторов тока

Ранее были установлены трансформаторы тока типа ТГФ производства ОАО ВО «Электроаппарат». Технические характеристики представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Технические характеристики трансформаторов тока

Наименование	Краткая техническая характеристика						
	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Номинальная частота, Гц	Количество вторичных обмоток	Класс точности или обозначения обмоток	Масса, кг
ТГФ-110 У1 [4]	100	100	1 или 5	50	4	0,1/10P/10P	650
	10	600				/10P	570

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют требованиям проекта.

7 Выбор и проверка кабелей 10 кВ

7.1 Исходные данные

В таблице 12 указана существующая нагрузка.

Таблица 12 – Существующая нагрузка

№	Наименование КЛ 10 кВ	Фактическая нагрузка, А
1	1ТС	167
2	2ТС	167

Фактическая нагрузка КЛ10 кВ принята в соответствии с предоставленным паспортом на кабельную линию 1ТС, 2ТС 10 кВ.

В таблице 13 представлены расчетные токи на линии.

Таблица 13 – Расчётные токи

№	Наименование КЛ 10 кВ	Расчётный ток, А
1	1ТС	167
2	2ТС	167

7.2 Выбор кабельных линий

Марка и сечение КЛ приняты на основании ниже произведённых расчетов и указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Марка и сечение проектируемых КЛ 10 кВ

№	Наименование КЛ 10 кВ	Расчётный ток, А	Марка и сечение КЛ 10 кВ	Длительно-допустимый ток (каталожные данные), А
1	1ТС	167	ПвБВнг(А)-LS3x185[3]	479
2	2ТС	167		479

Значение длительно допустимого тока принято в соответствии с техническими характеристиками на данный кабель.

Проверка по экономической плотности тока (согласно ПУЭ-7 изд. п.1.3):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} \leq F$$

где I_p – расчетный ток линии, А, по таблице 14;

- $j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², принятое согласно ПУЭ-7 изд. табл. 1.3.36, равное 2,0 А/мм².

В таблице 15 предоставлен выбор экономически целесообразного сечения.

Таблица 15 – Выбор экономически целесообразного сечения

№	Наименование КЛ 10 кВ	I_p , А	Сечение по условию экономической плотности $F_{\text{э}}$, А/мм ²	Принятое сечение F , мм ²
1	1ТС	167	83,5	185
2	2ТС	167	83,5	185

Условие выполняется, выбранное сечение КЛ больше минимально допустимого сечения.

Проверка на термическую стойкость (согласно ГОСТ Р 52736-2007):

$$S_{\text{тер min}} \leq S$$

$$S_{\text{тер min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{(I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_{P3}}}{C_T}$$

где B_K - интеграл Джоуля, кА²·с;

- $I_{K3}^{(3)}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ 5094А, принят в соответствии с таблицей токов короткого замыкания том ЕИ-032.14-06-РЗА; согласно ПУЭ-7 изд. п.п 1.4.5 для определения термической стойкости, следует принимать для расчёта ток трёхфазного КЗ;

- t_{P3} - продолжительность КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на термическую стойкость складывается из времени действия основной релейной защиты (0,02-0,04с) и полного времени отключения

выключателя (0,05-0,06с).

- C_T - параметр, учитывающий изменение температуры кабеля при прохождении по нему токов КЗ, $A \cdot c^{1/2}/mm^2$, равен $103 A \cdot c^{1/2}/mm^2$, принятый согласно табл. 8.3 РД 153-34.0-20.527-98.

В таблицу 16 сведены результаты расчетов на термическую стойкость.

Таблица 16 – Результаты расчетов на термическую стойкость

№	Наименование КЛ 10 кВ	$I_{кз}^{(3)}$ на шинах 10кВ, А	$I_{кз}^{(2)}$ на шинах 10кВ, А	$S_{тер min}$, мм ²	Принятые сечения КЛ. S, мм ²
1	1ТС	5094	4411	13,98	3x185ПвБВнг(А)- LS[3]
2	2ТС	5094	4411	13,98	

Принятые проектом сечения КЛ превышают расчетные минимально допустимые значения сечений по термической стойкости, таким образом, выбранные сечения КЛ термически устойчивы.

Падение напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot R_0 \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi \cdot 100}{U_{ном}}$$

где L – длина линии, км;

- R_0, X_0 - удельные активное и реактивное сопротивления линии, Ом/км.

- $\cos\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки, принятый 0,8; $\sin\varphi = 0,6$.

Результаты расчета падения напряжения указаны в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет падения напряжения

№	Наим-е КЛ- 10 кВ	$U_{ном}$, В	Потребляе- мая мощность, кВт	\cos	I_p , А	L линии, км	\sin	R_0	X_0	Падение напряже- ния, %
1	1ТС	10000	1336	0,80	167	0,050	0,60	0,099	0,082	0,02
2	2ТС	10000	1336	0,80	167	0,050	0,60	0,099	0,082	0,02

Падение напряжения в КЛ не превышает предельно допустимых значений $\pm 5\%$ согласно ГОСТ 32144-2013.

Проверка на невозгораемость (согласно циркуляру №Ц -02-98 «О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока КЗ):

Значение начальной температуры жилы до КЗ, °С:

$$Q_n = Q_o + Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}} \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2$$

где Q_o - фактическая температура окружающей среды во время КЗ: для кабелей в земле 20°C, для кабелей на воздухе 30°C;

- $Q_{\text{дд}}$ - длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °С;

- $Q_{\text{окр}}$ - температура окружающей среды: для кабелей в земле 15°C, для кабелей на воздухе 25°C;

- $I_{\text{раб}}$ - рабочий ток, А;

- $I_{\text{дд}}$ - длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А, принято в соответствии с техническими характеристиками на данный кабель.

- $Q_{\text{кат}}$ - максимальная температура жил при КЗ (каталожные данные), °С

Значение коэффициента K , характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$K = \frac{bI^2t}{S^2}$$

где b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$: для алюминия $b = 45,65 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$, для меди $b = 19,58 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

- I^2t - суммарный тепловой импульс (I - действующее значение тока КЗ, кА);

- t - длительность тока КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на невозгораемость складывается из времени действия резервной релейной защиты и полного времени отключения выключателя (0,05-0,06с).

- S - сечение проверяемого КЛ, мм^2 .

Температура жилы в конце КЗ, °С:

$$Q_{\kappa} = Q_{\text{н}} e^{\kappa} + a e^{\kappa} - 1 < Q_{\text{ккат}}$$

где $Q_{\text{н}}$ - температура жилы до КЗ, °С;

- a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °С, °С; $a = 228^{\circ}\text{C}$.

В таблице 18 указаны данные проверки на невозгораемость КЛ.

Таблица 18 – Проверка на невозгораемость КЛ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		1ТС	2ТС
Ток КЗ, кА	Икз	5,094	5,094
Длительность тока КЗ, с	t	4	4
Постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, мм ⁴ /(кА ² ·с). Для алюминия 45.65, для меди 19.58	b	19,58	19,58
Величина, обратная температурному коэффициенту, °С	a	228,00	228,00
Фактическая температура окружающей среды, °С	θ_0	30,00	30,00
Длительно допустимая температура жилы, °С	$\theta_{\text{дд}}$	90,00	90,00
Температура окружающей среды, °С	$\theta_{\text{окр}}$	25,00	25,00
Рабочий ток, А	Ip	167	167
Длительно допустимый ток нагрузки КЛ, А	Iдд	479	479
Сечение жилы КЛ, мм ²	S	185	185
РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ		1ТС	2ТС
Значение температуры до КЗ, °С	$\theta_{\text{н}}$	37,90	37,90
Значение коэффициента, характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы	K	0,07	0,07
Температуры жилы в конце КЗ, °С	$\theta_{\text{н}}$	58,39	58,39
Максимальная температуры жил при КЗ (каталожные данные), °С	$Q_{\text{ккат}}$	250	250

Температура жил в конце КЗ Q_{κ} не превышает каталожного значения максимальной температуры жил при КЗ $Q_{\text{кат}}$.

ВЫВОД:

На основании полученных расчетов проектом приняты следующие марки КЛ 10 кВ указанные в таблице 19.

Таблица 19 – Марки КЛ 10 кВ

№	Наименование КЛ 10 кВ	Марка и сечение КЛ 10кВ	Примечание
1	1ТС	2хПвБВнг(А)-LS-3х185[3]	
2	2ТС		

8 Выбор и проверка кабелей 0,4кВ

8.1 Исходные данные

В таблице 20 перечислен весь список перечня нагрузок.

Таблица 20 – Перечень нагрузок

№	Наименование потребителя	Мощность, кВт
КЛ 0,4 кВ Силовая сборка №6		
1	Силовая сборка №6-Шкаф обдува ТСН-1(обогрев)	0.1
2	Силовая сборка №6-Шкаф двигателя РПН ТСН-1(обогрев)	0.1
3	Силовая сборка №6-Шкаф обдува ТСН-1(привод)	0.65
4	Силовая сборка №6-Шкаф двигателя РПН ТСН-1(привод)	1.15
КЛ 0,4 кВ Силовая сборка №4		
5	Силовая сборка №4-Шкаф обдува ТСН-2(обогрев)	0.1
6	Силовая сборка №4-Шкаф двигателя РПН ТСН-2(обогрев)	0.1
7	Силовая сборка №4-Шкаф обдува ТСН-2(привод)	0.65
8	Силовая сборка №4-Шкаф двигателя РПН ТСН-2(привод)	1.15

Существующая и перспективная нагрузка указана в таблице 21.

Таблица 21 – Существующая и перспективная нагрузка

№	Наименование КЛ 0,4 кВ	Максимально расчетная нагрузка, кВт
1	КЛ1(5)	0.1
2	КЛ2(6)	0.1
3	КЛ3(7)	0.65
4	КЛ4(8)	1.15

Расчетные токи в КЛ представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчетные токи

№	Наименование КЛ 0,4 кВ	Расчётный ток, А
1	КЛ1(5)	0.5
2	КЛ2(6)	0.5
2.1	КЛ3(7)	1.98
2.2	КЛ4(8)	2.5

8.2 Выбор кабельных линий

Марка и сечение КЛ указаны в таблице 23. Они приняты на основании ниже произведённых расчетов.

Таблица 23 – Марка и сечение проектируемых КЛ-0,4 кВ

№	Наименование КЛ 0,4 кВ	Расчётный ток, А	Марка и сечение КЛ 0,4 кВ	Длительно- допустимый ток (каталожные данные), А
1	КЛ1(5)	0.5	4x10ВВГнг (четырёхжильный) [6]	54,58
2	КЛ2(6)	0.5		54,58
3	КЛ3(7)	1.98		54,58
4	КЛ4(8)	2.5		54,58

Значение длительно допустимого тока принято согласно ГОСТ 31996-2012.

Проверка по экономической плотности тока (согласно ПУЭ-7 изд. п.1.3):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} \leq F$$

где I_p – расчетный ток линии, А, по таблице 23;

- $j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², принятое согласно ПУЭ-7 изд. табл. 1.3.36, равное 2,7 А/мм².

В таблице 24 представлен выбор экономически целесообразного сечения.

Таблица 24 – Выбор экономически целесообразного сечения

№	Наименование КЛ 0,4 кВ	I_p , А	Сечение по условию экономической плотности $F_{э}$, А/мм ²	Принятое сечение F , мм ²
1	КЛ1(5)	0.5	0.185	10
2	КЛ2(6)	0.5	0.185	10
3	КЛ3(7)	1.98	0.733	10
4	КЛ4(8)	2.5	0.926	10

Условие выполняется, выбранное сечение КЛ больше минимально допустимого сечения.

Проверка на термическую стойкость (согласно ГОСТ Р 52736-2007):

$$S_{тер\ min} \leq S$$

$$S_{тер\ min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{(I_{КЗ}^{(3)})^2 \cdot t_{PЗ}}}{C_T}$$

где B_K – интеграл Джоуля, кА²·с;

- $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 0.4 кВ, согласно ПУЭ-7 изд.п.п 1.4.5 для определения термической стойкости, следует принимать для расчёта ток трёхфазного КЗ;

- $t_{PЗ}$ - продолжительность КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на термическую стойкость складывается из времени действия основной релейной защиты (0,02-0,04с) и полного времени отключения выключателя (0,05-0,06с).

- C_T - параметр, учитывающий изменение температуры кабеля при прохождении по нему токов КЗ, А·с^{1/2}/мм², равен 120 А·с^{1/2}/мм², принятый согласно табл. 8.3 РД 153-34.0-20.527-98.

В таблице 25 представлены результаты расчетов на термическую стойкость.

Таблица 25 – Результаты расчетов на термическую стойкость

№	Наименование КЛ 0,4 кВ	$I_{КЗ}^{(3)}$ на шинах 0,4кВ, А	$I_{КЗ}^{(2)}$ на шинах 0,4кВ, А	$I_{КЗ}^{(1)}$ на шинах 0,4кВ, А	$I_{КЗДУГ}^{(3)}$, А	$S_{тер\ min}$, мм ²	Принятые сечения КЛ, S, мм ²
1	КЛ 1 1ТС1с КЛ 2 1ТС-1с	1122	971,6	490,7	673,2	3,08	4х10 ВВГнг (четырёхжильный) [6]
2	КЛ 3 1ТС-2с КЛ 4 1ТС-2с	1417	1227	540,2	850,2	3,89	
3	КЛ 5 2ТС-1с КЛ 6 2ТС-1с	1273	1102	536,4	763,8	3,49	
4	КЛ 7 2ТС-2с КЛ 8 2ТС-2с	1667	1444	596,1	1000	4,57	

Ток трёхфазного КЗ с учетом активного сопротивления дуги в месте КЗ $I_{КЗДУГ}^{(3)}$ определен согласно ГОСТ28249-93 П.9.

$$I_{КЗДУГ}^{(3)} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot K_c,$$

где K_c – поправочный коэффициент, определённый по кривым ГОСТ 28249-93 и равен 0,6.

Принятые проектом сечения КЛ превышают расчетные минимально допустимые значения сечений по термической стойкости, таким образом, выбранные сечения КЛ термически устойчивы.

Падение напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot R_0 \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi \cdot 100}{U_{ном}},$$

где L - длина линии, км;

- R_0, X_0 - удельные активное и реактивное сопротивления линии, Ом/км.

- $\cos\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки, принятый 0,8; $\sin\varphi = 0,6$.

В таблице 26 представлены результаты расчетов падения напряжения.

Таблица 26 – Расчет падения напряжения

№	Наим-е КЛ-0,4 кВ	Uном, В	Потребляем ая мощность, Вт	cos	Ip, А	L линии , км	sin	Ro	Xo	Падение напряжения, %
1	КЛ1 (5)	400,0	0,10	0,80	0,5	0,030	0,60	1,84	0,34	0,0108
2	КЛ2 (6)	400,0	0,10	0,80	0,5	0,030	0,60	1,84	0,34	0,0108
3	КЛ3 (7)	400,0	0,65	0,80	1,98	0,030	0,60	1,84	0,34	0,0431
4	КЛ4 (8)	400,0	1,15	0,80	2,5	0,030	0,60	1,84	0,34	0,0544

Падение напряжения в КЛ не превышает предельно допустимых значений $\pm 5\%$ согласно ГОСТ 32144-2013.

Проверка на невозгораемость (согласно циркуляру №Ц -02-98 «О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока КЗ):

Значение начальной температуры жилы до КЗ, °С:

$$Q_n = Q_o + Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}} \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2$$

где Q_o - фактическая температура окружающей среды во время КЗ: для кабелей в земле 20°С, для кабелей на воздухе 30°С, °С;

- $Q_{\text{дд}}$ - длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °С;

- $Q_{\text{окр}}$ - температура окружающей среды: для кабелей в земле 15°С, для кабелей на воздухе 25°С;

- $I_{\text{раб}}$ - рабочий ток, А;

- $I_{\text{дд}}$ - длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А, согласно ГОСТ 31996-2012;

- $Q_{\text{кат}}$ - максимальная температура жил при КЗ (каталожные данные), °С

Значение коэффициента K , характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$K = \frac{bI^2t}{S^2}$$

где b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$: для алюминия $b = 45,65 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$, для меди $b = 19,58 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

- I^2t - суммарный тепловой импульс (I - действующее значение тока КЗ, кА);
- t - длительность тока КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на невозгораемость складывается из времени действия резервной релейной защиты и полного времени отключения выключателя (0,05-0,06с).
- S - сечение проверяемого КЛ, мм^2 .

Температура жилы в конце КЗ, $^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{\kappa} = Q_{\text{н}} e^{\kappa} + a e^{\kappa} - 1 < Q_{\text{ккат}}$$

где $Q_{\text{н}}$ - температура жилы до КЗ, $^{\circ}\text{C}$;

- a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , $^{\circ}\text{C}$; $a = 228^{\circ}\text{C}$.

В таблице 27 указаны результаты проверки на невозгораемость КЛ.

Таблица 27 – Проверка на невозгораемость КЛ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		КЛ1(2)	КЛ3(4)	КЛ5(6)	КЛ7(8)
Ток КЗ, кА	Ikз	1,122	1,417	1,273	1,667
Длительность тока КЗ, с	t	1	1	1	1
Постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$. Для алюминия 45.65, для меди 19.58	b	19,58	19,58	19,58	19,58
Величина, обратная температурному коэффициенту, $^{\circ}\text{C}$	a	228,00	228,00	228,00	228,00
Фактическая температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	θ_0	30,00	30,00	30,00	30,00
Длительно допустимая температура жилы, $^{\circ}\text{C}$	$\theta_{\text{дд}}$	70,00	70,00	70,00	70,00
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	$\theta_{\text{окр}}$	25,00	25,00	25,00	25,00
Рабочий ток, А	Ip	0,5	0,5	1,98	2,50
Длительно допустимый ток нагрузки КЛ, А	Idд	54,68	54,68	54,68	54,68
Сечение жилы КЛ, мм^2	S	10	10	10	10

Продолжение таблицы 27

РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ		КЛ1(2)	КЛ3(4)	КЛ5(6)	КЛ7(8)
Значение температуры до КЗ, °С	θ_n	30,01	30,01	30,20	30,31
Значение коэффициента, характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы	К	0,25	0,39	0,32	0,54
Температуры жилы в конце КЗ, °С	θ_n	102,12	154,27	126,46	216,79
Максимальная температуры жил при КЗ (каталожные данные), °С	Q_{kk} n	350	350	350	350

Температура жил в конце КЗ Q_k не превышает каталожного значения максимальной температуры жил при КЗ $Q_{кат}$.

ВЫВОД:

На основании полученных расчетов проектом приняты следующие марки КЛ 0,4 кВ указанные в таблице 28.

Таблица 28 - Марки КЛ 0,4 кВ

№	Наименование КЛ 0,4 кВ	Марка и сечение КЛ 0,4кВ	Примечание
1	КЛ1(5)	4x10 ВВГнг (четырёхжильный)[6]	
2	КЛ2(6)		
3	КЛ3(7)		
4	КЛ4(8)		

9 Выбор и проверка кабеля для заземления ОПНн

9.1 Выбор кабельных линий

Марка и сечение КЛ указаны в таблице 29. Они приняты на основании ниже произведённых расчетов.

Таблица 29 – Марка и сечение проектируемых КЛ 10 кВ

№	Наименование КЛ	Расчётный ток, А	Марка и сечение КЛ	Длительно-допустимый ток (каталожные данные), А
1	1ТС	680	ВВГнг-LS	704
2	2ТС	680	1x240	704

Значение расчётного тока принято по расчётному току ОПНн.

Значение длительно допустимого тока принято в соответствии с техническими характеристиками на данный кабель.

Проверка по экономической плотности тока (согласно ПУЭ-7 изд. п.1.3):

$$F_э = \frac{I_p}{j_э} \leq F$$

где I_p – расчетный ток линии, А, по таблице 29;

- $j_э$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², принятое согласно ПУЭ-7 изд. табл. 1.3.36, равное 2,0 А/мм².

В таблице 30 представлен выбор экономически целесообразного сечения.

Таблица 30 – Выбор экономически целесообразного сечения

№	Наименование КЛ	I_p , А	Сечение по условию экономической плотности $F_э$, А/мм ²	Принятое сечение F , мм ²
1	1ТС	680	226,7	240
2	2ТС	680	226,7	240

Условие выполняется, выбранное сечение КЛ больше минимально допустимого сечения.

Проверка на термическую стойкость (согласно ГОСТ Р 52736-2007):

$$S_{тер\ min} \leq S$$

$$S_{тер\ min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{(I_{КЗ}^{(3)})^2 \cdot t_{PЗ}}}{C_T}$$

где B_K - интеграл Джоуля, $кА^2 \cdot с$;

- $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ 27,408, принят в соответствии с таблицей токов короткого замыкания том ЕИ-032.14-06-РЗА; согласно ПУЭ-7 изд. п.п 1.4.5 для определения термической стойкости, следует принимать для расчёта ток трёхфазного КЗ;

- $t_{PЗ}$ - продолжительность КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на термическую стойкость складывается из времени действия основной релейной защиты (0,02-0,04с) и полного времени отключения выключателя (0,05-0,06с).

C_T - параметр, учитывающий изменение температуры кабеля при прохождении по нему токов КЗ, $А \cdot с^{1/2} / мм^2$, равен $120 А \cdot с^{1/2} / мм^2$, принятый согласно табл. 8.3 РД 153-34.0-20.527-98.

В таблицу 31 сведены результаты расчетов на термическую стойкость.

Таблица 31 – Результаты расчетов на термическую стойкость

№	Наименование КЛ 10 кВ	$I_{КЗ}^{(3)}$ на шинах 110кВ, А	$I_{КЗ}^{(2)}$ на шинах 110кВ, А	$I_{КЗ}^{(1)}$ на шинах 110кВ, А	$S_{тер\ min}$, мм ²	Принятые сечения КЛ, S, мм ²
1	1ТС	27408	23736	30231	64,6	1x240
2	2ТС	27408	23736	30231	64,6	ВВНнг-LS

Принятые проектом сечения КЛ превышают расчетные минимально допустимые значения сечений по термической стойкости, таким образом, выбранные сечения КЛ термически устойчивы.

Падение напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot R_0 \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi \cdot 100}{U_{ном}}$$

где L - длина линии, км;

- R_0, X_0 - удельные активное и реактивное сопротивления линии, Ом/км.

- $\cos\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки, принятый 0,8; $\sin\varphi = 0,6$.

В таблице 32 представлены результаты расчетов падения напряжения.

Таблица 32 – Расчет падения напряжения

№	Наим-е КЛ-10 кВ	U _{ном} , кВ	cos	I _p , А	L линии, км	sin	R ₀	X ₀	Падение напряжения, %
1	1ТС	110	0,80	680	0,020	0,60	0,077	0,077	0,0022
2	2ТС	110	0,80	680	0,020	0,60	0,077	0,077	0,0022

Падение напряжения в КЛ не превышает предельно допустимых значений $\pm 5\%$ согласно ГОСТ 32144-2013.

Проверка на невозгораемость (согласно циркуляру №Ц -02-98 «О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока КЗ):

Значение начальной температуры жилы до КЗ, °С:

$$Q_n = Q_o + Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}} \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2$$

где Q_o - фактическая температура окружающей среды во время КЗ: для кабелей в земле 20°C, для кабелей на воздухе 30°C;

- $Q_{\text{дд}}$ - длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °С;

- $Q_{\text{окр}}$ - температура окружающей среды: для кабелей в земле 15°C, для кабелей на воздухе 25°C;

- $I_{\text{раб}}$ - рабочий ток, А;

- $I_{\text{дд}}$ - длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А, принято в соответствии с техническими характеристиками на данный кабель.

- $Q_{\text{кат}}$ - максимальная температура жил при КЗ (каталожные данные), °С

Значение коэффициента K , характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$K = \frac{bI^2t}{S^2}$$

где b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$: для алюминия $b = 45,65 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$, для меди $b = 19,58 \text{ мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

- I^2t - суммарный тепловой импульс (I - действующее значение тока КЗ, кА);
- t - длительность тока КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на невозгораемость складывается из времени действия резервной релейной защиты и полного времени отключения выключателя (0,05-0,06с).
- S - сечение проверяемого КЛ, мм^2 .

Температура жилы в конце КЗ, $^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{\kappa} = Q_{\text{н}} e^{\kappa} + a e^{\kappa} - 1 < Q_{\text{ккат}}$$

где $Q_{\text{н}}$ - температура жилы до КЗ, $^{\circ}\text{C}$;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , $^{\circ}\text{C}$; $a = 228^{\circ}\text{C}$.

В таблице 33 представлены данные проверки на невозгораемость КЛ.

Таблица 33 – Проверка на невозгораемость КЛ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		1ТС	2ТС
Ток КЗ, кА	Ikз	30,231	30,231
Длительность тока КЗ, с	t	1	1
Постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$. Для алюминия 45.65, для меди 19.58	b	19,58	19,58
Величина, обратная температурному коэффициенту, $^{\circ}\text{C}$	a	228,00	228,00
Фактическая температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	θ_0	30,00	30,00
Длительно допустимая температура жилы, $^{\circ}\text{C}$	$\theta_{\text{дд}}$	70,00	70,00
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	$\theta_{\text{окр}}$	25,00	25,00
Рабочий ток, А	Ip	680	680

Продолжение таблицы 33

Длительно допустимый ток нагрузки КЛ, А	I _{дд}	704	704
Сечение жилы КЛ, мм ²	S	240	240
РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ		1ТС	2ТС
Значение температуры до КЗ, °С	θ _н	71,98	71,98
Значение коэффициента, характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы	K	0,31	0,31
Температуры жилы в конце КЗ, °С	θ _н	181,28	181,28
Максимальная температуры жил при КЗ (каталожные данные), °С	Q _{кат}	350	350

Температура жил в конце КЗ Q_k не превышает каталожного значения максимальной температуры жил при КЗ $Q_{кат}$.

ВЫВОД:

На основании полученных расчетов проектом приняты следующие марки КЛ 0,4 кВ указанные в таблице 34.

Таблица 34 - Марки КЛ 0,4 кВ

№	Наименование КЛ	Марка и сечение КЛ	Примечание
1	1ТС	ВВГнгLS-1x240	
2	2ТС		

В таблице 35 представлен кабельный журнал всех кабелей 0,4 кВ.

Таблица 35 – Кабельный журнал кабелей 0,4 кВ

Марка кабеля по проекту	Заводская марка		Направление кабеля		Длина, м
	Тип	Число и сечение жил	Откуда	Куда	По проекту
Силовая сборка №6 ОРУ 110 кВ АК11N					
АК11N- 2.248	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №6 ОРУ 110 кВ АК11N обогрев	Шкаф обдува трансформатора 1ТС	25
АК11N- 2.247	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №6 ОРУ 110 кВ АК11N обогрев	Шкаф обдува трансформатора 1ТС	25
АК11N- 2.250	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №6 ОРУ 110 кВ АК11N обогрев	Шкаф привода РПН трансформатора 1ТС	25
АК11N- 2.249	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №6 ОРУ 110 кВ АК11N обогрев	Шкаф привода РПН трансформатора 1ТС	25
Силовая сборка №4 ОРУ 110 кВ АК09N					
АК09N- 2.170	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №4 ОРУ 110 кВ АК09N обогрев	Шкаф обдува трансформатора 2ТС	25
АК09N- 2.169	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №4 ОРУ 110 кВ АК09N обогрев	Шкаф обдува трансформатора 2ТС	25
АК09N- 2.172	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №4 ОРУ 110 кВ АК09N обогрев	Шкаф привода РПН трансформатора 2ТС	25

Продолжение таблицы 35

AK09N- 2.171	ВВГнг	4x10	Силовая сборка №4 ОРУ 110 кВ AK09N обогрев	Шкаф привода РПН трансформатора 2ТС	25
ОРУ 110 кВ. Трансформатор 1ТС					
ТС1-01	ПвБВнг(А)-LS	3x185/25-10	Трансформатор 1ТС. Ошиновка 10 кВ	ОРУ 110 кВ. Кабельный лоток. Соединительная муфта.	25
ТС1-02	ПвБВнг(А)-LS	3x185/25-10	Трансформатор 1ТС. Ошиновка 10 кВ	ОРУ 110 кВ. Кабельный лоток. Соединительная муфта.	25
ОРУ 110 кВ. Трансформатор 2ТС					
ТС2-01	ПвБВнг(А)-LS	3x185/25-10	Трансформатор 2ТС. Ошиновка 10 кВ	ОРУ 110 кВ. Кабельный лоток. Соединительная муфта.	25
ТС2-02	ПвБВнг(А)-LS	3x185/25-10	Трансформатор 2ТС. Ошиновка 10 кВ	ОРУ 110 кВ. Кабельный лоток. Соединительная муфта.	25

На рисунке 4 показана раскладка кабелей по открытому распределительному устройству 110 кВ.

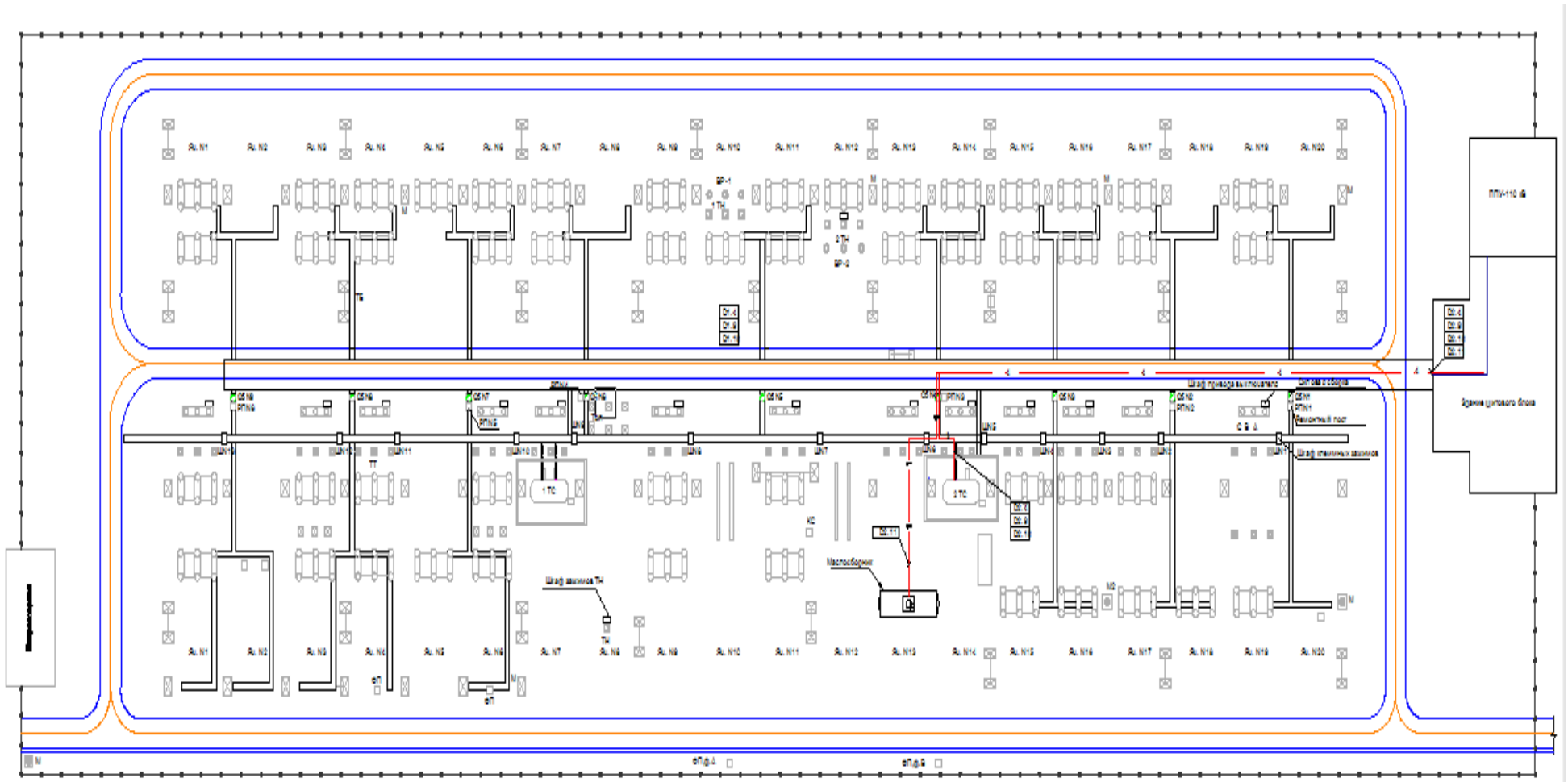


Рисунок 4 – Раскладка кабелей по ОРУ 110 кВ

10 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита является основной быстродействующей защитой трансформаторных групп от коротких замыканий между фазами, однофазных коротких замыканий на землю и от витковых замыканий одной фазы.

Отличием дифференциальной защиты трансформаторов от аналогичных защит других присоединений является в общем случае отличие токов обмоток трансформатора и по величине, и по фазе. Отличие вторичных токов, поступающих в схему дифференциальной защиты, по величине определяется как коэффициентом трансформации трансформатора, так и разными коэффициентами трансформации трансформаторов тока, указанных в таблице 36.

Таблица 36 – Коэффициенты трансформации трансформаторов тока 1 ТС, 2ТС

Сторона напряжения	Коэффициенты трансформации		
	кern измерений	кernы ДЗШ, ДЗТ и УРОВ	встроенный kern резервных защит
10 кВ	1000/5	800/5	6000/5
110 кВ	1500/1	2000/1	2000/1

Угол сдвига фаз между токами различных сторон трансформаторной группы обусловлен соединением обмоток по схеме «звезда / треугольник»; при одиннадцатой группе соединений обмоток линейный ток на стороне «треугольник» опережает линейный ток на стороне «звезды» на 30°.

Для выполнения условия селективности в дифференциальной защите группы принимаются меры по выравниванию вторичных токов.

Выравнивание величин вторичных токов в плечах дифференциальной защиты достигается подбором коэффициентов трансформации специальных

уравнительных промежуточных трансформаторов и автотрансформаторов, АТ-31 или АТ-32, в схеме комплекта ДЗТ-21. Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных на стороне «звезды» силового трансформатора, соединяются в «треугольник», а установленных на стороне «треугольника» - в «звезду».

Трансформаторы 1ТС и 2ТС будут оснащены дифференциальной защитой на импульсном принципе типа ДЗТ-21, обладающей высокой чувствительностью и независимым торможением от трансформаторов тока разных сторон трансформаторной группы.

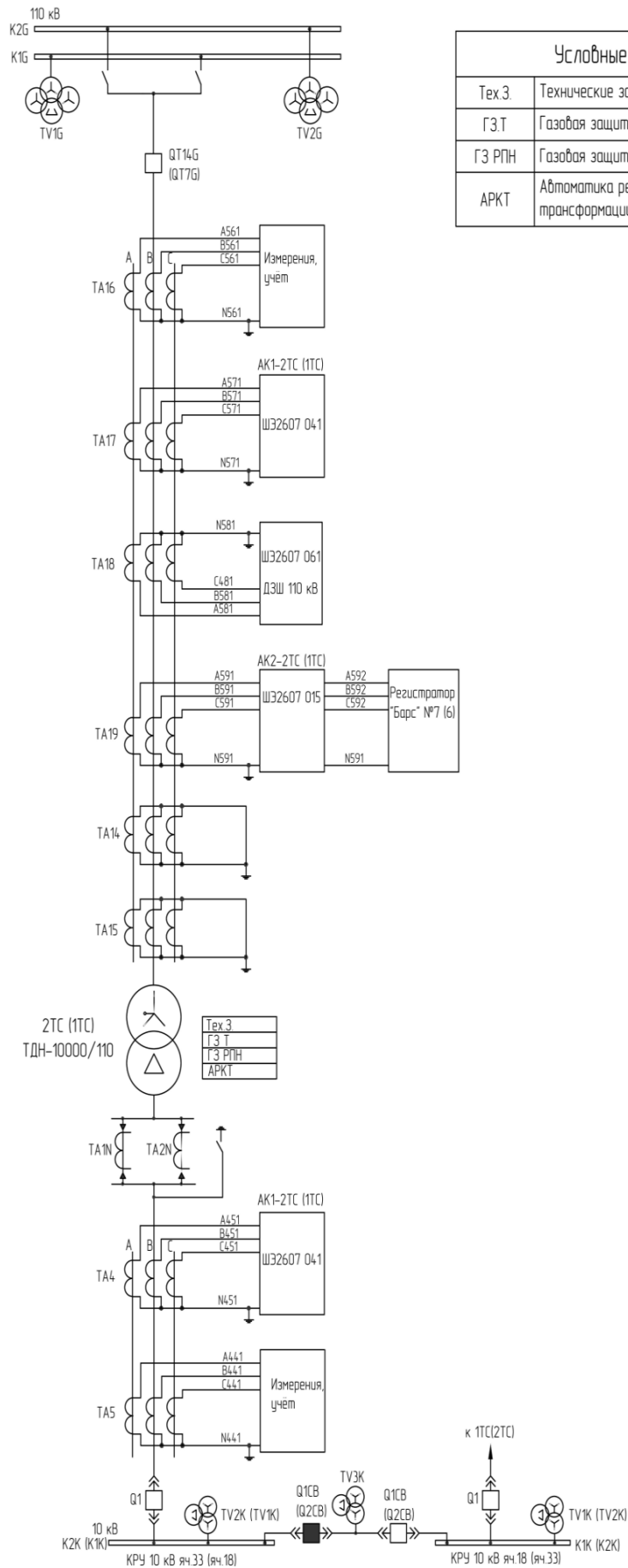
В зону действия дифференциальной защиты входит ошиновка на сторонах 10 кВ и 110 кВ.

На рисунке 5 представлена схема распределения защит по ТТ и ТН.

В таблице 37 указаны исходные данные для расчета уставок и в таблице 38 представлен сам расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора ТДН – 10000/110/10 «1ТС (2ТС)».

Трансформатор напряжения НАМИ 110 кВ		
Выключатель типа S1-145F1, привод трехфазный		
Трансформаторы тока	ТТФ-110	0,2 (0,5)
	$K_{ТТ\text{раб}}=750/1$	10Р
		10Р
		10Р
ТВТ-110	0,5	
$K_{ТТ\text{макс}}=300/5$		

Трансформаторы тока	
$K_{ТТ\text{раб}}=800/5$	10Р
0,5	
Выключатель типа ВВЗ-М-10	







Условные обозначения	
Тех.З.	Технические защиты трансформатора
ГЗТ	Газовая защита трансформатора
ГЗ РПН	Газовая защита отсека РПН
АРКТ	Автоматика регулирования коэффициента трансформации

Рисунок 5 – Схема распределения защит по ТТ и ТН

Таблица 37 – Исходные данные для расчета уставок

Обозначение	Наименование	Значение	Примечание
Котс	Коэффициент отстройки	1,1 / 1,3	
Кпер	Коэффициент, учитывающий переходный процесс	2	Используется на разных сторонах защищаемого трансформатора разнотипные трансформаторы тока
Кодн	Коэффициент однотипности ТТ	1	
Е	Относительная погрешность первичного ТТ в установившемся режиме	0,1	Погрешность ТТ 10Р
$\Delta U_{рпн}$	Относительная погрешность, обусловленная наличием РПН	0,16	Пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$
$\Delta f_{выр}$	Относительное значение погрешности выравнивания токов плеч	0,02	
$\Delta f_{птт}$	Относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны	0	Значение базисного тока входит в диапазон от 0,251 до 16,000 А
β	$\beta = 180 - \alpha$	20	где α – угол между векторами токов $I_{скв}^*$ и ($I_{скв}^* - I_{нб}$)
Кпред.нагр	Коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора	1,8	Используемый трансформатор средней мощности

Таблица 38 – Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора ТДН – 10000/110/10 «1ТС (2ТС)»

Наименование величины	Формула для расчета	Числовое значение для стороны		Примечание
		110 кВ	10 кВ	
Первичный ток на сторонах защищаемого автотрансформатора, соответствующий его номинальной мощности	$I_H = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}$	$\frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 50,2$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \times 11} = 525$	
Схема соединения обмоток трансформатора				
Схема соединения обмоток трансформатора тока				
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{тт}$	750/1	800/5	
Вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности трансформатора, А	$I_{н.вт.} = \frac{I_{ном.}}{K_{тт}}$	$\frac{50,2}{750/1} = 0,0669$	$\frac{525}{800/5} = 3,28$	
Максимальный ток внешнего, А	$I^{3\text{кз.внеш}}$	4765,9		КЗ на шинах 10 кВ
Ток начала торможения ДЗТ $I_{т.нач.}$ трехфазного КЗ	$I_{т.нач.}$	0,6		
Минимальный ток срабатывания ДЗТ Идиф.нач. при отсутствии торможения	$I_{диф.нач.} = K_{отс} \times I_{н.б} = 1,3 \times 0,228 = 0,296$ $I_{н.б} = (K_{пер} \times K_{одн} \times \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птм}) \times I_{т.нач.} =$ $= (2,0 \times 1,0 \times 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \times 0,6 = 0,228$			
Принятая уставка Идиф.нач.		0,30		

Продолжение таблицы 38

Ток торможения блокировки $I_{т.бл.}$	$I_{т.бл} = K_{отс} \times I_{ном}^* \times K_{пред.нагр} = 1,1 \times 1,0 \times 1,8 = 1,98$ где $I_{ном}^* = 1,0$; $K_{отс} = 1,1$	
Принятая уставка $I_{т.бл.}$	2,0	
Коэффициент торможения из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса, K_t	$K_t \geq \frac{K_{отс} \times I_{нб} - I_{див.нач}}{I_t - I_{т.нач}} = \frac{1,1 \times 3,45 - 0,30}{6,93 - 0,6} = 0,5$; $I_{скв}^* = \frac{I^3_{кз.внеш}}{I_{стор}} = \frac{4765,9}{525} = 9,08$ $I_{нб} = (K_{пер} \times K_{одн} \times \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \times I_{скв}^* =$ $= (2,0 \times 1,0 \times 0,1 + 0,16 + 0,02) \times 9,08 = 3,45$ $I_t = \sqrt{I_{скв}^* \times (I_{скв}^* - I_{нб}) \times \cos \beta} = \sqrt{9,08 \times (9,08 - 3,45) \times \cos 20} = 6,93$	
Принятая уставка K_t	0,5	
Уставка дифференциальной токовой отсечки по отстройке от режима внешнего КЗ на стороне НН трансформатора $I_{диф.от}$	$I_{диф.от} \geq 1,5 \times (K_{пер} \times K_{одн} \times \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \times I_{скв} =$ $= 1,5 \times (2,0 \times 1,0 \times 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \times 9,08 = 5,18$	
Уставка дифференциальной токовой отсечки по отстройке от режима БНТ $I_{диф.от}$	6,5	
Принятая уставка $I_{диф.от}$	6,5	

Список используемых резервных защит силового трансформатора:

Сторона 10 кВ трансформатора 1ТС (2ТС) 10 МВА: МТЗ на стороне 10 кВ 2 ступень; защита от перегрузки; токовая отсечка мгновенного действия.

Сторона 110 кВ трансформатора 1ТС (2ТС) 10 МВА: МТЗ на стороне 110 кВ; защита от перегрузки; УРОВ ВН; автоматика охлаждения на стороне 110 кВ.

Сторона 10 кВ. яч.181331:1 ступень ТЗНП.

Сторона 10кВ. яч.41241 СВ1(2)-10кВ:МТЗ на стороне 10 кВ 2 ступень, 3 ступень; 1 ступень ТЗНП.

Яч.48(44) 36ТС (26ТС) шины 6 кВ 1(2) секции:токовая отсечка мгновенного действия 2 ступень МТЗ1; МТЗ на стороне 10 кВ 2 ступень, 3 ступень; 1 ступень ТЗНП.

Яч.14-17, 36, 37, 39. НОП – 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7: МТЗ на стороне 10 кВ 1 ступень, 2 ступень.

Яч.14. 15 НОП – 1,2: 1 ступень ТЗНП.

Яч.16. 17 НОП - 5, 6: 1 ступень ТЗНП.

Яч.36. 37 НОП – 3, 4: 1 ступень ТЗНП.

Яч.39 НОП – 7: 1 ступень ТЗНП.

Сторона 6 кВ. яч. 8(9) СВ1(2) – 6кВ: МТЗ на стороне 6 кВ 1 ступень, 2 ступень.

Яч.1, 2, 12, 14. КНД – 1, 2, 3, 4: МТЗ на стороне 6 кВ 1 ступень, 2 ступень; ТНЗП.

Яч.5, 6, 11. КНДС – 1, 2, 3: МТЗ на стороне 6 кВ 1 ступень, 2 ступень; ТНЗП.

Выбор и расчет уставок резервных защит силового трансформатора представлен в приложении А.

11 Газовая защита трансформаторов

Повреждения внутри бака трансформатора практически всегда сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, которые приводят к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Образование газов внутри трансформатора и движение масла в сторону расширителя являются признаками внутреннего повреждения трансформатора, который используется для выполнения газовой защиты.

Газовое реле имеет герметически закрытый корпус и устанавливается в трубе с внутренним диаметром $d = 80$ мм между баком трансформатора и расширителем под углом наклона к горизонтали порядка $(1 \div 4)$ %. Для ограничения поступления масла из расширителя и бак поврежденного трансформатора в трубе силового трансформатора между расширителем и баком как правило устанавливается отсечной клапан. По принципу действия газовое реле реагирует и на снижение уровня масла в баке трансформатора.

Верхний поплавок с контактом являются сигнальным элементом, а нижний поплавок с контактом — отключающим. Контакты реле выполнены с помощью магнитоуправляемых герконов, запаянных в стеклянные колбочки.

Если процесс образования газа проходит медленно, газ небольшими пузырьками поднимается к расширителю и вытесняет масло из верхней части корпуса реле; при объеме газа и реле $V = (250 \div 300)$ см³ верхний поплавок с магнитом опускается, при приближении круглого магнита к геркону замыкается контакт сигнального элемента, вызывая прохождение предупредительного сигнала.

При уходе масла из расширителя трансформатора опускается нижний поплавок с магнитом и срабатывает отключающий элемент реле.

Кроме поплавкового элемента газовое реле Бухгольца имеет второй отключающий элемент в виде пластины, установленной против входного

отверстия поперек потока масла. В конце хода пластина нажимает на нижний поплавков, вызывая замыкание отключающего контакта.

Если повреждение трансформатора значительное, бурное выделение газа приводит масло в движение, сообщая толчок нижнему поплавку при скорости потока масла в диапазоне (0,6 ÷ 1,5) м/с в зависимости от выбранной уставки реле, контакты отключающего элемента мгновенно замыкаются и создают отключающий импульс.

При резком снижении уровня масла в расширителе какой-либо фазы трансформаторной группы, работе газовой защиты предшествует работа схемы контроля уровня масла.

По цвету и степени горючести газа делается заключение о причине срабатывания газового реле.

Трансформаторы 1ТС и 2ТС будут оснащены поплавковым газовым реле Бухгольца. Внутри корпуса реле Бухгольца имеют два подвижных поплавка, плавающих в масле на разных уровнях; каждый поплавок жестко связан с круглым магнитом, предназначенным для управления контактом.

12 Анализ действия МТЗ с выбранными уставками при самозапуске двигателей

МТЗ вводных ячеек 18(33) КРУ-10кВ

Для селективной работы первой ступени МТЗ вводных ячеек 18(33) КРУ-10 кВ необходимо вывести её из работы, чтобы не допустить излишнее срабатывание защиты при самозапуске двигателей НОП-1, 2, 5, 6(НОП-3, 4, 7).

Ток срабатывания $I_{с.р. II ст.}$ МТЗ ячеек 18(33) КРУ-10 кВ выбран с учётом самозапуска двигательной нагрузки и действует с выдержкой времени на отключение выключателя В-10-1ТС(2ТС).

Третья ступень МТЗ вводных ячеек 18(33) КРУ-10 кВ действует с выдержкой времени на сигнал.

МТЗ ячеек СВ1(2)-10 кВ 4 (24) КРУ-10 кВ

Для селективной работы I ст. МТЗ ячеек СВ1(2)-10 кВ 4 (24) КРУ-10 кВ необходимо вывести её из работы, чтобы не допустить излишнее срабатывание защиты при самозапуске двигателей НОП-1, 2, 5, 6(НОП-3, 4, 7).

Вторая ступень МТЗ ячеек СВ1(2)-10 кВ 4 (24) КРУ-10 кВ действует с выдержкой времени на отключение выключателей СВ1(2)-10 кВ.

Третья ступень МТЗ ячеек СВ1(2)-10 кВ 4 (24) КРУ-10 кВ действует с выдержкой времени на сигнал.

Анализ действия токовой отсечки мгновенного действия стороны 10 кВ при близких КЗ на отходящих присоединениях 10 кВ

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячеек 1(21) КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателей яч.1 (21) КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 2 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения

минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч.2 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 5 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 5 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 6 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 6 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 7 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 7 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 8 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 8 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 9 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 9 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 10 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч.10 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячеек 14 (15) КРУ-10 кВ выбран по условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей, действует без выдержки времени на отключение выключателей яч. 39 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячеек 16 (17) КРУ-10 кВ выбран по условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей, действует без выдержки времени на отключение выключателей яч. 16 (17) КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 20 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч.20 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 13 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч.13 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячеек 11 (34) КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателей яч.11 (34) КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячеек 48(44) КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателей яч.48 (44) КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 25 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 25 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 26 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 26 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 28 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения

минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 28 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 29 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 29 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 30 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 30 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 31 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 31 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячеек 36 (37) КРУ-10 кВ выбран по условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей, действует без выдержки времени на отключение выключателей яч. 36(37) КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 39 КРУ-10 кВ выбран по условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 39 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 35 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 35 КРУ-10 кВ.

Ток срабатывания $I_{с.р.}$ токовой отсечки мгновенного действия (первой ступени МТЗ) ячейки 40 КРУ-10 кВ выбран с учётом условия обеспечения минимальной чувствительности в зоне действия защиты, действует без выдержки времени на отключение выключателя яч. 40 КРУ-10 кВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа была выполнена по теме «Разработка технического проекта замены трансформаторов собственных нужд Жигулевской ГЭС». Замена трансформатора проводится с целью повышения мощности и исключения перегрузки трансформатора в критических ситуациях.

Немаловажным является снижение потерь электроэнергии при ее транспортировке, повышение надежности работы оборудования, снижение рисков возникновения аварийной ситуации. Если эксплуатировать слабомощный трансформатор и регулярно его перегружать, то это приведет к его износу и выведению из строя из-за перегрева.

Для Жигулевской ГЭС потребовался более надежный трансформатор собственных нужд для бесперебойного питания его потребителей.

В техническом проекте замены трансформаторов собственных нужд выбранные трансформаторы 1ТС и 2ТС используются с регулированием напряжения под нагрузкой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)[Текст]. Москва.: Издательство стандартов, 2017. 96 с.
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М.: Издательство стандартов, 2016. 96 с.
3. Дорохин Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга 2. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей. Краснодар: Советская Кубань, 2006. 432 с.
4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для среднего профессионального образования: под ред. Т.В. Чиркова. М.: Издательский центр «Академия», 2015. 446 с.
5. ГОСТ 18397-86. Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций общие технические условия[Текст]. М.: Изд-во стандартов, 2018. 17 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. СПб.: БХВ-Петербург, 2014. 607 с.
7. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Учебник. М.: Мир, 2014. 288 с.
8. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. М.: Альвис, 2014. 136 с.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2016. 131 с.

10. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию: Учебное пособие для вузов. М.: Высшая школа, 2002. 255 с.
11. Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств. М.: Энергия, 2001. 14 с.
12. РД 34.20.506. Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту комплектных распределительных устройств 6-10 кВ (ТИ 34-70-025-84). М.: Энергия, 2012. 76 с.
13. РД 34.04.122. Руководство по составлению проекта производства работ для строительства подстанций. М.: Энергия, 2014. 29 с.
14. Красник В. В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. М.: НЦ ЭНАС, 2011. 320 с
15. МУ 0632-2006. Методические указания по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций. М.: Энергия, 2014. 71 с.
16. РД 153-34.0-35.617-2001. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. М.: ИАЦ Энергия, 2015. 264 с.
17. Белоруссов Н.И. Электрические кабели, провода и шнуры. М.: Книга по Требованию, 2016. 232 с.
18. Портнов Э. Л., Зубилевич А. Л. Электрические кабели связи и их монтаж. М.: Горячая линия - Телеком, 2014. 262 с.
19. Техническая документация на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 10 кВ. М.: Энергосервис, 2015. 352 с.

20. МУ 1.3.99.0037-2009. Диагностика электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций. Методические указания. М.: Энергия, 2014. 61 с.

21. Fofana I., Hajaj Y. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. Canada : Université du Québec à Chicoutimi. 2016. Vol. 3. No. 1. P. 21-26.

22. Zabihinejad A., Viarouge P. Optimal Design of Coupled Inductors of High Power Modular Multilevel Converter Using a Novel Hybrid Model // International Journal of Emerging Electric Power Systems. 2017. Vol. 2. No. 4. P. 34-37.

23. Bucci G., Ciancetta F., Fiorucci E., Ometto A. Survey about Classical and Innovative Definitions of the Power Quantities Under Nonsinusoidal Conditions // International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston. 2017. Vol. 4. No. 2. P. 123-127.

24. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., Gonzalez-Perez J. Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System // Engineering, Technology & Applied Science Research. 2016. Vol. 6. No. 5. P. 1130-1132.

25. Petkova N. Software System for Finding the Incipient Faultsin Power Transformers // TEM Journal. 2015. Vol. 4. No. 2, P. 125-129.

Наименование комплектно	Тип защиты	Условия выбора параметров срабатывания				Условия проверки чувствительности		Коэффициент чувствительности	Коэффициент схемы соединения ($K_{сх}$)	Вторичный ток срабатывания, А	Принятые уставки	
		Первичный номинальный ток, А	Условия отстройки	Коэффициент трансформации (Ктт)	Расчетная формула	Расчётное место побреждения	Отключены элементы системы (в минимальном режиме)				Амперы	Секунды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Страна 10 кВ трансформатора ТТС (2ТС), 10 МВА	МТЗ на стороне 10 кВ, III ступень	$I_{\max, \text{нагр.Т.НН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} \times 1,4 = 735 \text{ A}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора	800/5	$I_{сз} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \times I_{\max, \text{нагр.Т.НН}} = \frac{11}{0,95} \times 735 = 851 \text{ A}$	СШ-10 кВ	секционный реактор 220 кВ + 6ТГ+8ТГ и 7ТГ отключены со стороны 500 кВ и работает на сеть 220 кВ	$K_{\text{н}} = I_{\text{мин}}^{(2)} / I_{сз} = 4303 / 851 = 5,05 \geq 1,5$	1	$I_{\text{ср}} = K_{сх} \times I_{сз} / K_{\text{тт}} = \frac{1 \times 851}{800/5} = 5,32$	5,32	10,5
Страна 110 кВ трансформатора ТТС (2ТС), 10 МВА	МТЗ на стороне 110 кВ	$I_{\max, \text{нагр.Т.ВН}} = \frac{10000}{1,73 \times 115} \times 1,4 = 70,3 \text{ A}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора	750/1	$I_{сз} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \times I_{\max, \text{нагр.Т.ВН}} = \frac{11}{0,95} \times 70,3 = 81,4 \text{ A}$	СШ-110кВ ОРУ 110 кВ	секционный реактор 220 кВ + 6ТГ+8ТГ и 7ТГ отключены со стороны 500 кВ и работает на сеть 220 кВ	$K_{\text{н}} = I_{\text{мин}}^{(2)} / I_{сз} = 4456 / 81,4 = 54,7 \geq 1,5$	1	$I_{\text{ср}} = K_{сх} \times I_{сз} / K_{\text{тт}} = \frac{1 \times 81,4}{750/1} = 0,108$	0,12	3,5
Страна 10 кВ трансформатора ТТС (2ТС), 10 МВА	Защита от перегрузки	$I_{\text{ном.Т.НН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} = 525 \text{ A}$	По отстройке от номинального тока трансформатора	800/5	$I_{сз} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \times I_{\text{ном.Т.НН}} = \frac{11}{0,95} \times 525 = 607,8 \text{ A}$	-	-	-	1	$I_{\text{ср}} = K_{сх} \times I_{сз} / K_{\text{тт}} = \frac{1 \times 607,8}{800/5} = 3,8$	3,8	9,0
Страна 110 кВ трансформатора ТТС (2ТС), 10 МВА	Защита от перегрузки	$I_{\text{ном.Т.ВН}} = \frac{10000}{1,73 \times 115} = 50,2 \text{ A}$	По отстройке от номинального тока трансформатора	750/1	$I_{сз} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \times I_{\text{ном.Т.ВН}} = \frac{11}{0,95} \times 50,2 = 58,1 \text{ A}$	-	-	-	1	$I_{\text{ср}} = K_{сх} \times I_{сз} / K_{\text{тт}} = \frac{1 \times 58,1}{750/1} = 0,077$	0,08	9,0
Страна 110 кВ трансформатора ТТС (2ТС), 10 МВА	УРОВ ВН	$I_{\text{ном.Т.ВН}} = \frac{10000}{1,73 \times 115} = 50,2 \text{ A}$	По отстройке от номинального тока трансформатора	750/1	$I_{сз} = (0,05-0,1) \times I_{\text{ном.ТТ}} = 0,067 \times 750 = 50,25 \text{ A}$	-	-	-	-	$I_{\text{ср}} = \frac{I_{сз}}{K_{\text{тт}}} = \frac{50,25}{750/1} = 0,067$	0,1	0,3
Страна 10 кВ УРОВ СВ	-	$I_{\text{ном.Т.ВН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} = 525 \text{ A}$	Из условия обеспечения минимальной чувствительности	750/1	$I_{сз} = (0,05-0,1) \times I_{\text{ном.ТТ}} = 0,1 \times 750 = 75 \text{ A}$	-	-	-	-	$I_{\text{ср}} = \frac{I_{сз}}{K_{\text{тт}}} = \frac{75}{750/1} = 0,1$	0,1	0,3
Страна 110 кВ трансформатора 1 ТС (2ТС), 10 МВА	Автоматика охлаждения на стороне 110 кВ	$I_{\text{ном.Т.ВН}} = \frac{10000}{1,73 \times 115} = 50,2 \text{ A}$	По отстройке от номинального тока трансформатора	750/1	$I_{сз} = K_{\text{уст}} \times \frac{I_{\text{н}} \times K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 0,8 \times \frac{50,2 \times 105}{0,9} = 46,8 \text{ A}$	-	-	-	1	$I_{\text{ср}} = K_{сх} \times I_{сз} / K_{\text{тт}} = \frac{1 \times 46,8}{750/1} = 0,062$	0,1	-
Страна 10 кВ трансформатора 1 ТС (2ТС), 10 МВА	Такая отсечка мгновенного действия	$I_{\text{ном.Т.НН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} = 525 \text{ A}$	Из условия обеспечения минимальной чувствительности $k_{\text{н}} \geq 1,5$	800/5	$I_{сз} < 0,866 \times I_{\text{н}}^{(3)} / k_{\text{н}} = \frac{0,866 \times 525}{1,5} = 2970 \text{ A}$	-	-	-	1	$I_{\text{ср}} = K_{сх} \times I_{сз} / K_{\text{тт}} = \frac{1 \times 2970}{800/5} = 18,4$	18,4	-

Рисунок А.1 – Таблица выбора и расчета уставок резервных защит силового трансформатора

Страна 10 кВ, 1ТС (2ТС)	МТЗ на стороне 10 кВ, II ступень	$I_{\text{макс нагр ТНН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} \times 1,4 = 735 \text{ А}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска двигательной нагрузки	800/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \times K_{\text{зап}}}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{макс нагр ТНН}} = \frac{1,2 \times 2,5}{0,9} \times 735 = 2450 \text{ А}$	СШ-10 кВ	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = 4303 / 2450 = 1,7 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 2450}{800/5} = 15,3$	15,3	1
Страна 10 кВ, яч. 18(33)	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{нб}} = K_{\text{нб}} \times I_{\text{расч.эт.кз}} = 0,05 \times 5240 = 262 \text{ А}$	Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне НН защищаемого трансформатора	800/5	$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб}} = 1,25 \times 262 = 327,5 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(1)} / I_{\text{сз}} = 1886 / 327,5 = 5,75 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 327,5}{800/5} = 2,04$	2	0,05
Расчет уставок КРУ-10кВ												
Страна 10 кВ, яч. 4(24) СВ(12)-10кВ	МТЗ на стороне 10 кВ, II ступень	$I_{\text{макс нагр ТНН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} \times 1,4 = 735 \text{ А}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска двигательной нагрузки	800/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \times (I_{\text{зап}} / I_{\text{раб}})}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{макс нагр ТНН}} = \frac{1,2 \times (1974 / 735)}{0,95} \times 735 = 2494 \text{ А}$	СШ-10 кВ	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{4303}{2494} = 1,72 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 2494}{800/5} = 15,5$	16	0,8
	МТЗ на стороне 10 кВ, III ступень	$I_{\text{макс нагр ТНН}} = \frac{10000}{1,73 \times 11} \times 1,4 = 735 \text{ А}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора	800/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{макс нагр ТНН}} = \frac{1,05}{0,95} \times 735 = 812 \text{ А}$	СШ-10 кВ	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{4303}{812} = 5,3 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 812}{800/5} = 5,07$	5,1	10,3
	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{нб}} = K_{\text{нб}} \times I_{\text{расч.эт.кз}} = 0,05 \times 5,094 = 0,255$	Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне НН защищаемого трансформатора	800/5	$I_{\text{сз}} \leq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб}} = 1,25 \times 0,255 = 318 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(1)} / I_{\text{сз}} = 1886 / 318 = 5,9 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 318}{800/5} = 1,98$	2	0,05
яч. 48(44) 36ТС (26ТС) шины 6 кВ 1(2) секции	Токовая отсечка мгновенного действия II ступень МТЗ	$I_{\text{ном ТВН}} = \frac{2500}{1,73 \times 11} = 131,4 \text{ А}$	Из условия обеспечения минимальной чувствительности $K_{\text{с}} \geq 1,5$	200/5	$I_{\text{сз}} \geq 0,866 \times I_{\text{к-3}} / K_{\text{н}} = \frac{0,866 \times 2,735}{1,5} = 155,4 \text{ А}$	-	-	-	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 155,4}{200/5} = 38,8$	39	0,04
	МТЗ на стороне 10 кВ, II ступень	$I_{\text{макс нагр ТВН}} = \frac{2500}{1,73 \times 11} \times 1,4 = 131,4 \text{ А}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска двигательной нагрузки	200/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \times (I_{\text{зап}} / I_{\text{раб}})}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{макс нагр ТВН}} = \frac{1,2 \times (2,68)}{0,95} \times 131,4 = 444,82 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = 2331 / 445 = 5,23 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 44,5}{200/5} = 11,125$	11	0,9
	МТЗ на стороне 10 кВ, III ступень	$I_{\text{макс нагр ТВН}} = \frac{2500}{1,73 \times 11} \times 1,4 = 131,4 \text{ А}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора	200/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{макс нагр ТВН}} = \frac{1,1}{0,95} \times 131,4 = 152,1 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = 2331 / 152,1 = 15,3 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 152,1}{200/5} = 3,80$	3,80	Инверси
	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{нб}} = K_{\text{нб}} \times I_{\text{расч.эт.кз}} = 0,05 \times 2735 = 136,7 \text{ А}$	Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне НН защищаемого трансформатора	200/5	$I_{\text{сз}} \leq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб}} = 1,25 \times 136,7 = 170,8 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(1)} / I_{\text{сз}} = 1578 / 170,8 = 9,24 \geq 1,5$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 170,8}{200/5} = 5,0$	5,0	1
яч. 14-17, 36, 37, 39 НОП-1, НОП-2, НОП-3, НОП-4, НОП-5, НОП-6, НОП-7	МТЗ на стороне 10 кВ, I ступень	$I_{\text{ном дв}} = R_{\text{ном}} / 1,73 \times I_{\text{ном}} \times \eta \times \cos \varphi_{\text{ном}} = \frac{700}{1,73 \times 10 \times 0,918 \times 0,84} = 53,5 \text{ А}$	По условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей	50/5	$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \times K_{\text{н}} \times I_{\text{ном дв}} = 1,8 \times 6 \times 53,5 = 577,8 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = 4303 / 577,8 = 7,4 \geq 2$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 577,8}{50/5} = 57,7$	58	0,04
	МТЗ на стороне 10 кВ, II ступень	$I_{\text{ном дв}} = R_{\text{ном}} / 1,73 \times I_{\text{ном}} \times \eta \times \cos \varphi_{\text{ном}} = \frac{700}{1,73 \times 10 \times 0,918 \times 0,84} = 53,5 \text{ А}$	По отстройке от номинального тока двигателя	50/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{ном дв}} = \frac{1,1}{0,9} \times 53,5 = 65,4 \text{ А}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{ном}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = 4303 / 65,4 = 65,7 \geq 2$	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 65,4}{50/5} = 6,54$	6,5	10
яч. 14, 15 НОП-1, НОП-2	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{нк}} = I_{\text{сд}} + I_{\text{сл}} = \frac{\omega \times C \times U_{\text{ном}} \times \Delta U}{173} = (2 \times 3,14 \times 50 \times 3 \times 0,000835 \times 10) / 173 = 4,55 \text{ А}$	По условию отстройки от дросса собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю	50/5	$I_{\text{сз}} \leq K_{\text{отс}} \times K_{\text{в}} \times I_{\text{нк}} = 1,2 \times 2 \times 4,55 = 10,9 \text{ А}$	-	-	-	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 10,9}{50/5} = 1,09$	1,09	0,1
яч. 16, 17 НОП-5, НОП-6	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{нк}} = I_{\text{сд}} + I_{\text{сл}} = \frac{\omega \times C \times U_{\text{ном}} \times \Delta U}{173} = (2 \times 3,14 \times 50 \times 3 \times 0,00330 \times 10) / 173 = 17,9 \text{ А}$	По условию отстройки от дросса собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю	50/5	$I_{\text{сз}} \leq K_{\text{отс}} \times K_{\text{в}} \times I_{\text{нк}} = 1,2 \times 2 \times 17,9 = 43,1 \text{ А}$	-	-	-	1	$I_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times I_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 43,1}{50/5} = 4,31$	4,31	0,5

Рисунок А.2 – Продолжение таблицы выбора и расчета уставок резервных защит силового трансформатора

яч.36, 37 НОП-3, НОП-4	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{емк}} = I_{\text{сд}} + I_{\text{с.л}} = \frac{w \times 3 \times C_{\text{дх}} \times U_{\text{ном.дв.}}}{173} = 12 \times 3,14 \times 50 \times 3 \times 0,00104 \times 101 / 173 = 5,76 \text{ A}$	По условию отстройки от броска собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю	50/5	$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times K_{\text{др}} \times I_{\text{емк}} = 1,2 \times 2 \times 5,76 = 13,6 \text{ A}$	-	-	-	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 13,6}{50/5} = 1,36$	1,36	0,1
яч.39 НОП-7	1 ступень ТЭНП	$I_{\text{емк}} = I_{\text{сд}} + I_{\text{с.л}} = \frac{w \times 3 \times C_{\text{дх}} \times U_{\text{ном.дв.}}}{173} = 12 \times 3,14 \times 50 \times 3 \times 0,00305 \times 101 / 173 = 16,6 \text{ A}$	По условию отстройки от броска собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю	300/5	$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times K_{\text{др}} \times I_{\text{емк}} = 1,2 \times 2 \times 16,6 = 39,8 \text{ A}$	-	-	-	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 39,8}{50/5} = 3,98$	3,98	0,1
Расчёт уставок КРУ-6кВ												
Старона 6 кВ, яч.8(9) СВ1(2)-6кВ	МТЗ на стороне 6кВ, II ступень	$I_{\text{макс.нагр.ТНН}} = \frac{2500}{173 \times 6,3} \times 1,4 = 321 \text{ A}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска двигательной нагрузки	300/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \times K_{\text{зап}}}{K_{\text{б}}} \times I_{\text{макс.нагр.ТНН}} = \frac{1,2 \times 2,5}{0,95} \times 321 = 1014 \text{ A}$	СШ-6 кВ	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{2331}{1014} = 2,29 \geq 1,5$	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 1014}{300/5} = 16,9$	17	0,6
	МТЗ на стороне 6 кВ, III ступень	$I_{\text{макс.нагр.ТНН}} = \frac{2500}{173 \times 6,3} \times 1,4 = 321 \text{ A}$	По отстройке от максимального тока нагрузки трансформатора	50/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{б}}} \times I_{\text{макс.нагр.ТНН}} = \frac{1,05}{0,95} \times 321 = 355 \text{ A}$	СШ-6 кВ	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{2331}{355} = 6,57 \geq 1,5$	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 355}{300/5} = 4,2$	4,2	-
яч.1, 2, 12, 14 КНД-1, КНД-2, КНД-3, КНД-4	МТЗ на стороне 6 кВ, I ступень	$I_{\text{ном.дв.}} = R_{\text{ном}} / 173 \times U_{\text{ном}} \times \eta \times \frac{315}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{315}{173 \times 6 \times 0,923 \times 0,9} = 36,5 \text{ A}$	По условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей	50/5	$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \times K_{\text{н}} \times I_{\text{ном.дв.}} = 1,8 \times 5,5 \times 36,5 = 361,3 \text{ A}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{2331}{361,3} = 6,45 \geq 2$	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 361,3}{50/5} = 36,1$	36,1	0,04
	МТЗ на стороне 6 кВ, II ступень	$I_{\text{ном.дв.}} = R_{\text{ном}} / 173 \times U_{\text{ном}} \times \eta \times \frac{315}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{315}{173 \times 6 \times 0,923 \times 0,9} = 36,5 \text{ A}$	По отстройке от номинального тока двигателя	50/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{б}}} \times I_{\text{ном.дв.}} = \frac{11}{0,9} \times 36,5 = 44,6 \text{ A}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{2331}{44,6} = 52,2 \geq 2$	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 44,6}{50/5} = 4,46$	4,46	10
	ТЭНП	$I_{\text{емк}} = I_{\text{сд}} + I_{\text{с.л}} = \frac{w \times 3 \times C_{\text{дх}} \times U_{\text{ном.дв.}}}{173} = 12 \times 3,14 \times 50 \times 3 \times 0,00128 \times 6 / 173 = 4,25 \text{ A}$	По условию отстройки от броска собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю	50/5	$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times K_{\text{др}} \times I_{\text{емк}} = 1,2 \times 2 \times 4,25 = 10,2 \text{ A}$	-	-	-	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 10,2}{50/5} = 1,02$	1,02	0,05
яч.5, 6, 11 КНДС-1, КНДС-2, КНДС-3	МТЗ на стороне 6 кВ, I ступень	$I_{\text{ном.дв.}} = R_{\text{ном}} / 173 \times U_{\text{ном}} \times \eta \times \frac{315}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{315}{173 \times 6 \times 0,923 \times 0,9} = 36,5 \text{ A}$	По условию отстройки от пусковых токов и токов самозапуска двигателей	50/5	$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \times K_{\text{н}} \times I_{\text{ном.дв.}} = 1,8 \times 4,5 \times 36,5 = 295,6 \text{ A}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{2331}{295,6} = 7,88 \geq 2$	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 295,6}{50/5} = 29,5$	29,5	0,04
	МТЗ на стороне 6 кВ, II ступень	$I_{\text{ном.дв.}} = R_{\text{ном}} / 173 \times U_{\text{ном}} \times \eta \times \frac{315}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{315}{173 \times 6 \times 0,923 \times 0,9} = 36,5 \text{ A}$	По отстройке от номинального тока двигателя	50/5	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{б}}} \times I_{\text{ном.дв.}} = \frac{11}{0,9} \times 36,5 = 44,6 \text{ A}$	-	-	$K_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{(2)} / I_{\text{сз}} = \frac{2331}{44,6} = 52,2 \geq 2$	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 44,6}{50/5} = 4,46$	4,46	10
	ТЭНП	$I_{\text{емк}} = I_{\text{сд}} + I_{\text{с.л}} = \frac{w \times 3 \times C_{\text{дх}} \times U_{\text{ном.дв.}}}{173} = 12 \times 3,14 \times 50 \times 3 \times 0,000850 \times 6 / 173 = 2,78 \text{ A}$	По условию отстройки от броска собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю	50/5	$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times K_{\text{др}} \times I_{\text{емк}} = 1,2 \times 1,5 \times 2,78 = 5,0 \text{ A}$	-	-	-	1	$t_{\text{р}} = K_{\text{сх}} \times t_{\text{сз}} / K_{\text{ТТ}} = \frac{1 \times 5,0}{50/5} = 0,5$	0,5	0,05

Рисунок А.3 – Продолжение таблицы выбора и расчета уставок резервных защит силового трансформатора