

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция релейной защиты ПС 110 кВ

Обучающийся

А.А. Павлов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

Консультант

к.п.н., доцент С.А. Гудкова

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

Тольятти 2025

Аннотация

ВКР посвящена реконструкции релейной защиты на ПС 110 кВ «Кайсацкая», которая осуществляет электроснабжение части Палласовского энергорайона Волгоградской области.

С программой развития Волгоградской области предполагается увеличение нагрузки Палласовского энергорайона, поэтому возникла необходимость реконструкции ПС 110 кВ, в том числе и в части релейной защиты и автоматики.

Цель ВКР – выбор принципов и расчет параметров срабатывания релейной защиты, выполненной на микропроцессорных реле, элементов ПС 110 кВ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей подстанции – Волгоградского канатного завода.

В ВКР решены следующие задачи:

- анализ потребителей ПС 110 кВ «Кайсацкая»;
- проверка соответствия установленного электрооборудования на ПС 110 кВ проектным решениям;
- изучение требований к релейной защите и автоматике основных элементов ПС 110 кВ «Кайсацкая»: силовых трансформаторов 110/35/10 кВ, шин и ошиновок, распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ, отходящих питающих линий 110 кВ и линий потребителей 35 кВ и 6 кВ;
- расчет параметров релейной защиты ПС 110, выбор терминалов РЗА.

В ВКР также выполнен анализ работы устройств микропроцессорных релейных защит при различных видах КЗ.

Объем пояснительной записки составил 47 страниц, графическая часть выполнена на 6 листах.

Abstract

The work is devoted to the reconstruction of relay protection at the 110 kV Kaisatskaya substation, which supplies electricity to part of the Pallasovsky power district of the Volgograd region.

The development program of the Volgograd region assumes an increase in the load of the Pallasovsky power district, therefore there was a need to reconstruct the 110 kV substation, including in terms of relay protection and automation.

The goal of the final qualification work is to select the principles and calculate the parameters of the relay protection performed on microprocessor relays, elements of the 110 kV substation to ensure reliable power supply to consumers of the substation - the Volgograd Cable Plant.

The following tasks were solved in the final qualification work:

- analysis of consumers of the 110 kV Kaisatskaya substation;
- verification of compliance of the installed electrical equipment at the 110 kV substation with design solutions;
- study of requirements for relay protection and automation of the main elements of the 110 kV Kaisatskaya substation: 110/35/10 kV power transformers, busbars and busbars, 35 kV and 10 kV switchgear, 110 kV outgoing supply lines and 35 kV and 6 kV consumer lines;
- calculation of the parameters of the 110 kV substation relay protection, selection of relay protection terminals.

The final qualifying work also included an analysis of the operation of microprocessor relay protection devices for various types of short circuits.

The explanatory note was 47 pages long, the graphic part was completed on 6 sheets.

Содержание

Введение	5
1 Потребители ПС 110 кВ «Кайсацкая».....	7
2 Характеристика ПС 110 кВ «Кайсацкая».....	10
3 Определение фактической максимальной загрузки ПС 110 кВ «Кайсацкая» для выбора трансформаторов.....	12
4 Обоснование схемных решений для распределительных устройств для ПС 110 кВ «Кайсацкая».....	19
5 Обоснование схемных решений для собственных нужд ПС 110 кВ «Кайсацкая».....	22
6 Обоснование выбора оборудования РУ 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ.....	24
7 Комплектность средств измерения на ПС 110 кВ «Кайсацкая».....	29
8 Расчет и выбор терминалов релейной защиты ПС 110 кВ «Кайсацкая»....	31
8.1 Обоснование выбора релейной защиты трансформаторов Т1 и Т2 ПС 110 кВ «Кайсацкая».....	31
8.2 Расчет дифференциальной защиты линий L1, L2, L3.....	36
Заключение	44
Список используемой литературы и используемых источников	45

Введение

На сегодняшний день, в России, запущен в рамках программы «Цифровая экономика Российской Федерации» запущен проект Минэнерго РФ «Цифровая энергетика» [17]. «Компания «Россети» уверенно выступает в качестве драйвера цифровой трансформации электросетевой отрасли, который подразумевает не только автоматизацию и модернизацию оборудования, но и повышение эффективности и производительности труда» [8]. Например, «концепция Transactive Energy, разрабатываемая NIST (США), прямо указывает на сокращение транзакционных издержек и ускорению операционных циклов в энергетике» [25].

Необходимыми условиями цифровизации электросетевой отрасли являются:

- наличие технических решений, комплексов и устройств, которые позволяют реализовать необходимые функции управления сетью: цифровые подстанции (ПС), современные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА), управляемые нагрузки потребителей и т.д.;
- стандартизация передачи данных на всех уровнях, полный переход на стандарт МЭК 61850, что позволит обеспечить всем участникам электросетевого комплекса доступность к данным [22];
- создание комплексной методологии управления интеллектуальными сетями на всех уровнях [26];
- постоянный анализ киберугроз и кибербезопасности объектов энергетики, определение объектов энергетики, наиболее подверженных риску нарушения кибербезопасности, определение критических последствий, их вероятности и ущербов, а также формирование ранжированного списка таких объектов [24].

Цифровизация объектов энергетики задела все уровни – от источников генерации до потребителей. Важным элементом энергетики являются

трансформаторные подстанции, основное назначение которых «прием, преобразование и распределение электрической энергии, и состоящие из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств» [2].

Одной из важных задач при цифровизации подстанций является развитие систем релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, с учетом перспектив цифровой трансформации электроэнергетики и тенденции перспективного развития ЕЭС России, активное внедрение устройств микропроцессорной релейной защиты и автоматики, позволяющих участвовать в обмене большими массивами данных на основе технологии big-data по протоколам МЭК 61850 [12].

Цель ВКР – выбор принципов и расчет параметров срабатывания релейной защиты, выполненной на микропроцессорных реле, элементов ПС 110 кВ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей подстанции – Волгоградского канатного завода.

В ВКР решены следующие задачи:

- анализ потребителей ПС 110 кВ «Кайсацкая»;
- проверка соответствия установленного электрооборудования на ПС 110 кВ проектным решениям;
- изучение требований к релейной защите и автоматике основных элементов ПС 110 кВ «Кайсацкая»: силовых трансформаторов 110/35/10 кВ, шин и ошиновок, распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ, отходящих питающих линий 110 кВ и линий потребителей 35 кВ и 6 кВ;
- расчет параметров релейной защиты ПС 110, выбор терминалов РЗА.

Предмет исследования – релейная защита основных элементов ПС 110 кВ «Кайсацкая».

Объект исследования – методы выбора и обоснования параметров релейной защиты на микропроцессорных реле основных элементов ПС 110 кВ «Кайсацкая».

1 Потребители ПС 110 кВ «Кайсацкая»

ПС 110 кВ «Кайсацкая» осуществляет электроснабжение части Палласовского энергорайона Волгоградской области. Электроснабжение от ПС 110 кВ осуществляется по тупиковому транзиту ВЛ 110 кВ Палласовка – Кайсацкая – Джаныбек – Эльтон суммарной протяженностью более 100 км. Суммарная потребляемая мощность энергорайона составляет 78 Мвт.

Основным потребителем ПС 110 кВ «Кайсацкая» является Волгоградский канатный завод. «Волгоградский канатный завод – филиал «Волгоградский» АО «Северсталь канаты» и один из крупнейших производителей проволоки и стальных канатов в России. Продукция имеет широкий спектр применения: горнодобывающая промышленность, нефте- и газодобыча, металлургия, все виды крановой техники, электроэнергетика (электрические сети), инфраструктура (вантовые, подвесные и натяжные конструкции) и т.д. Филиал является системообразующей организацией федерального значения, а также входит в перечень предприятий, выпускающих высококачественную и высокотехнологичную импортозамещающую продукцию. В номенклатуру производимой продукции входят тросы общего назначения, тросы оцинкованные, тросы в изоляции, тросы управления с токопроводящим кабелем, тросы авиационные, тросы автомобильные, строительные и грузоподъемные канаты; тросы из нержавеющей стали, металлокорд.

Основными приемниками Волгоградского канатного завода являются пряdevьющие и канатовьющие крутильные машины для плетения канатов как одинарной так и двойной свивки из стальной проволоки» [9]. Электрическое питание крутильных машин осуществляется от трехфазного напряжения 380 В частотой 50 Гц, а также от трехфазного напряжения 10000 В частотой 50 Гц. Мощность основных двигателей крутильных машин составляет от 37 кВт до 242 кВт. Мощность тягового двигателя крутильных машин составляет от 22 кВт до 110 кВт.

Также на Волгоградском канатном заводе установлены:

- гидравлические прессы для заделки концов стальных канатных стропов мощностью от 3,67 кВт до 10 кВт;
- гидравлические прессы для опрессовки концов стальных канатных стропов мощностью от 2,78 кВт до 12,14 кВт;
- станки для работы с канатом – для перемотки и мерной резки канатов мощностью от 2,5 кВт до 5,6 кВт;
- автоматизированные модули размотки и мерной резки суммарной мощностью основных и тяговых двигателей от 10,3 кВт до 15,3 кВт.

Максимальное потребление мощности Волгоградским канатным заводом составляет 38 МВт.

Перспективная нагрузка Палласовского энергорайона Волгоградской области к 2026 году составит:

$$S_{\text{пер}} = S_{\text{сущ}} + S_{\text{ту}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{сущ}}$ – существующая нагрузка ПС 110 кВ;

$S_{\text{ту}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ в соответствии с техническими условиями на присоединение.

$$S_{\text{пер}} = 78 + 42 = 120 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка позволит определить мощность трансформаторного оборудования, установленного на ПС 110 кВ.

Выводы по разделу. Выявлены основные потребители ПС 110 кВ «Кайсацкая». Определена перспективная нагрузка Палласовского энергорайона Волгоградской области, энергоснабжение которого осуществляет ПС 110 кВ «Кайсацкая».

2 Характеристика ПС 110 кВ «Кайсацкая»

ПС 110 кВ «Кайсацкая» обслуживается филиалом ПАО «Россети» - МЭС Юга и располагается по адресу Волгоградская обл., Палласовский район, п. Кайсацкое. ПС 110 кВ осуществляет электроснабжение Палласовского района, а также транзит электроэнергии в Республику Казахстан.

Схема подключения к внешней сети ПС 110 кВ «Кайсацкая» приведена на рисунке 1.

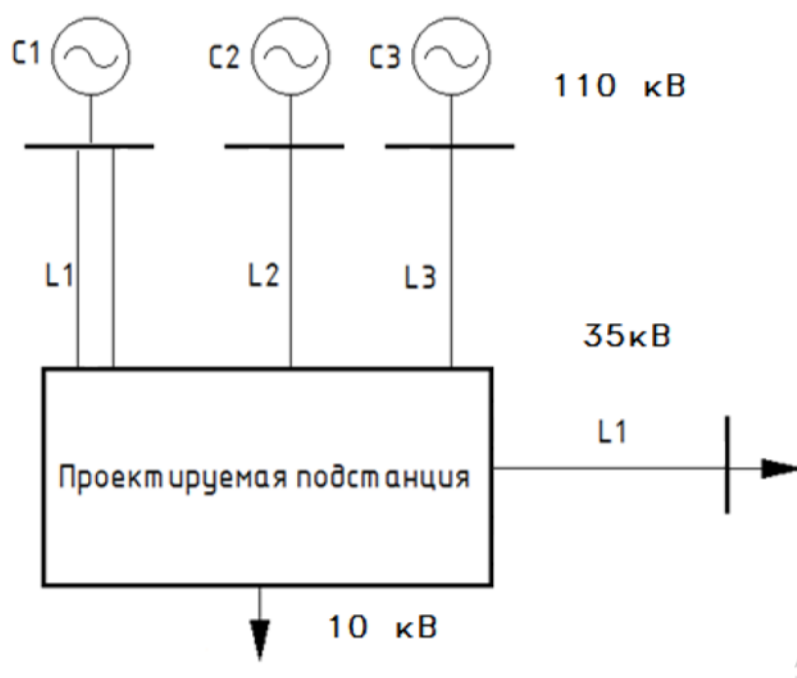


Рисунок 1 – Схема подключения к внешней сети ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Рассматриваемая ПС 110 кВ двухтрансформаторная, установлены два трансформатора T1 и T2 мощностью по 63 МВА классом напряжений 110/35/10 кВ.

К ПС 110 кВ подходят питающие линии 110 кВ (рисунок 1):

- к T1 двухцепная воздушная линия «Кайсацкая - Джаныбек» (L1);
- к T2 одноцепные воздушные линии «Кайсацкая - Светлана» (L2) и «Кайсацкая - Коммуна» (L3).

Параметры питающей сети 110 кВ для ПС 110 кВ «Кайсацкая» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры питающей внешней сети 110 кВ для ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Обозначение на рисунке 1	Заданные параметры			Обозначение на чертежах
	$S_{ci(ном)}$, МВА	$x_{ci(ном)}$, о.е.	l , км	
C1	2000	0,7	-	C1
C2	1800	1	-	C2
C3	1400	0,8	-	C3
L1	-	-	100	W1G, W2G
L2	-	-	120	W3G
L3	-	-	60	W4G

От распределительного устройства 35 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая» отходит одна двухцепная воздушная линия 35 кВ «Тепличная» для питания тепличных хозяйств длиной 80 км. Обозначена на чертежах как W1H и W2H.

От распределительного устройства 10 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая» отходят 16 кабельных линий 10 кВ, параметры которых приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Отходящие кабельные линии 10 кВ от КРУ 10 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Тип линии 10 кВ	Наименование линии	Обозначение на чертежах	Заданный тип линии	l , км
Кабельная	Кайсацкая-1	W1K	АПвБП 3×240/70	2,3
	Кайсацкая-2	W2K	АПвП 3×240/70	1,5
	Кайсацкая-3	W3K	АПвПу 3×240/70	5,6
	Кайсацкая-4	W4K	АПвБП 3×240/70	3,2
	Кайсацкая-5	W5K	АПвБП 3×240/70	3,1
	Кайсацкая-6	W6K	АПвБП 3×240/70	3,4
	Кайсацкая-7	W7K	АПвПсК 3×240/70	4,5
	Кайсацкая-8	W8K	АПвП 3×240/70	1,9
	Кайсацкая-9	W9K	АПвП 3×240/70	1,9
	Кайсацкая-10	W10K	АПвП 3×240/70	2,1
	Кайсацкая-11	W11K	АПвП 3×240/70	2,9
	Кайсацкая-12	W12K	АПвП 3×240/70	2,3

Продолжение таблицы 2

Тип линии 10 кВ	Наименование линии	Обозначение на чертежах	Заданный тип линии	l, км
	Кайсацкая-13	W13K	АПвПу 3×240/70	5,4
	Кайсацкая-14	W14K	АПвПу 3×240/70	5,3
	Кайсацкая-15	W15K	АПвПсК3×240/70	3,4
	Кайсацкая-16	W16K	АПвПсК 3×240/70	3,3

На ПС 110 кВ в 2021 году была выполнена реконструкция – вместо устаревшей системы «отделитель – короткозамыкатель» установлены более надежные элегазовые выключатели. «На энергообъекте также заменены на современные аналоги трансформаторы тока 110 кВ, линейные разъединители 110 кВ, разъединитель плавки гололеда, установлены микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Установлены ячейки КРУЭ 110 кВ, в состав которых входят:

- колонковые выключатели ВЭК-110,
- трансформаторы тока ТГФМ-110,
- разъединители РНДЗ-110,
- жесткая ошиновка,
- ОПН-110» [3].

КРУЭ 110 кВ собирается из комплекса компактных модулей, что позволяет повысить эксплуатационную надежность в суровых российских условиях, и проводить регламентные и ремонтные работы на выключателе и трансформаторах тока без погашения системы сборных шин, в полном соответствии с требованиями по электробезопасности.

«Следующий этап реконструкции ПС 110 кВ «Кайсацкая» - установка микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики» [3].

Выводы по разделу. Дана характеристика места расположения и электрооборудования ПС 110 кВ «Кайсацкая». Приведены основные выполненные мероприятия по реконструкции на ПС 110 кВ «Кайсацкая».

3 Определение фактической максимальной загрузки ПС 110 кВ «Кайсацкая» для выбора трансформаторов

В связи с программой развития Волгоградской области на 2023-2028 годы [11] на территории Палласовского района предполагается в 2026 году строительство трех тепличных хозяйств. Перечень планируемых к вводу потребителей ПС 110 кВ «Кайсацкая» приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень планируемых к вводу потребителей ПС 110 кВ «Кайсацкая» в 2026 году

Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	$P_{\text{Ty}i}$, МВт	$\cos\varphi_i$	$U_{\text{П}}$, кВ
Более 10 МВт					
Тепличное хозяйство	АО «СП Заря»	0	21	0,89	35
Тепличное хозяйство	ИП Иванов И.И.	0	9,2	0,89	35
Тепличное хозяйство	ИП Сидов А.А.	0	17	0,89	35

Суммарная мощность новых потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ «Кайсацкая» в соответствии с техническими условиями на присоединение, в 2026 году составит:

$$S_{\text{Ty}} = \sum P_{\text{Ty}i} \cdot \cos\varphi_i; \quad (2)$$

$$S_{\text{Ty}} = (21 + 9,2 + 17) \cdot 0,89 = 42 \text{ МВА.}$$

Для определения фактической максимальной загрузки ПС 110 кВ «Кайсацкая» приведем данные по нагрузке сети 35 кВ и 10 кВ (таблица 4) к 2026 году.

Таблица 4 – Нагрузка сети 35 кВ и 10 кВ к 2026 году

$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$P_{\text{нГ макс}}, \text{МВт}$	$\cos\varphi_i$
35	47,2	0,89
10	5,5	0,89

Для выбора трансформаторов необходимо рассчитать мощность каждой ступени графика нагрузки на стороне НН и СН по формулам:

$$S_{\text{нн}i} = \frac{P_{\text{ннГ}i}}{\cos\varphi_i}; \quad (3)$$

$$S_{\text{сн}i} = \frac{P_{\text{снГ}i}}{\cos\varphi_i}. \quad (4)$$

А затем путем суммирования полученных значений получить мощность каждой ступени на стороне ВН для зимнего и летнего периода:

$$S_{\text{вн}i} = S_{\text{сн}i} + S_{\text{нн}i}. \quad (5)$$

Расчеты выполнены для Т1. Получаем шесть ступеней графика нагрузки для зимнего периода и пять ступеней для летнего периода. Расчеты для каждого временного интервала выполнены по формулам (3), (4), (5) и приведены ниже.

1 ступень, интервал (0 – 6) часов, зимний период:

$$S_{\text{нн}13} = \frac{31}{0,89} = 34,8 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{сн}13} = \frac{4,6}{0,89} = 5,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{вн}13} = 34,8 + 5,2 = 40 \text{ МВА}.$$

2 ступень, интервал (6 – 8) часов, зимний период:

$$S_{\text{нн}23} = \frac{38}{0,89} = 42,8 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH23}} = \frac{5,5}{0,89} = 6,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH23}} = 42,8 + 6,2 = 50 \text{ МВА}.$$

3 ступень, интервал (8 – 12) часов, зимний период:

$$S_{\text{HH33}} = \frac{41,2}{0,89} = 46,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH33}} = \frac{6,0}{0,89} = 6,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH33}} = 46,3 + 6,7 = 53 \text{ МВА}.$$

4 ступень, интервал (12 – 16) часов, зимний период:

$$S_{\text{HH43}} = \frac{38,0}{0,89} = 42,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH43}} = \frac{5,6}{0,89} = 6,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH43}} = 42,7 + 6,3 = 49 \text{ МВА}.$$

5 ступень, интервал (16 – 22) часов, зимний период:

$$S_{\text{HH53}} = \frac{55,0}{0,89} = 61,8 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH53}} = \frac{5,5}{0,89} = 6,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH53}} = 61,8 + 6,2 = 68 \text{ МВА}.$$

6 ступень, интервал (22 – 24) часов, зимний период:

$$S_{\text{HH63}} = \frac{35,0}{0,89} = 39,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH63}} = \frac{5,0}{0,89} = 5,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH63}} = 39,3 + 5,7 = 45 \text{ МВА}.$$

1 ступень, интервал (0 – 6) часов, летний период:

$$S_{\text{HH1Л}} = \frac{20,9}{0,89} = 23,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH1Л}} = \frac{4,0}{0,89} = 4,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH1Л}} = 23,5 + 4,5 = 28 \text{ МВА}.$$

2 ступень, интервал (6 – 8) часов, летний период:

$$S_{\text{HH2Л}} = \frac{23,5}{0,89} = 26,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH2Л}} = \frac{4,1}{0,89} = 4,6 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH2Л}} = 26,4 + 4,6 = 31 \text{ МВА}.$$

3 ступень, интервал (8 – 16) часов, летний период:

$$S_{\text{HH3Л}} = \frac{26,05}{0,89} = 29,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH3Л}} = \frac{5,1}{0,89} = 5,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH3Л}} = 29,3 + 5,7 = 35 \text{ МВА}.$$

4 ступень, интервал (16 – 22) часов, летний период:

$$S_{\text{HH4Л}} = \frac{41,2}{0,89} = 46,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH4Л}} = \frac{6,0}{0,89} = 6,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{BH4Л}} = 46,3 + 6,7 = 53 \text{ МВА}.$$

5 ступень, интервал (22 – 24) часов, летний период:

$$S_{\text{HH5Л}} = \frac{23,5}{0,89} = 26,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH5л}} = \frac{4,1}{0,89} = 4,6 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ВН5л}} = 26,4 + 4,6 = 31 \text{ МВА}.$$

По полученным расчетным значениям строим зимний/летний графики нагрузок на стороне ВН трансформатора Т1 (рисунок 2).

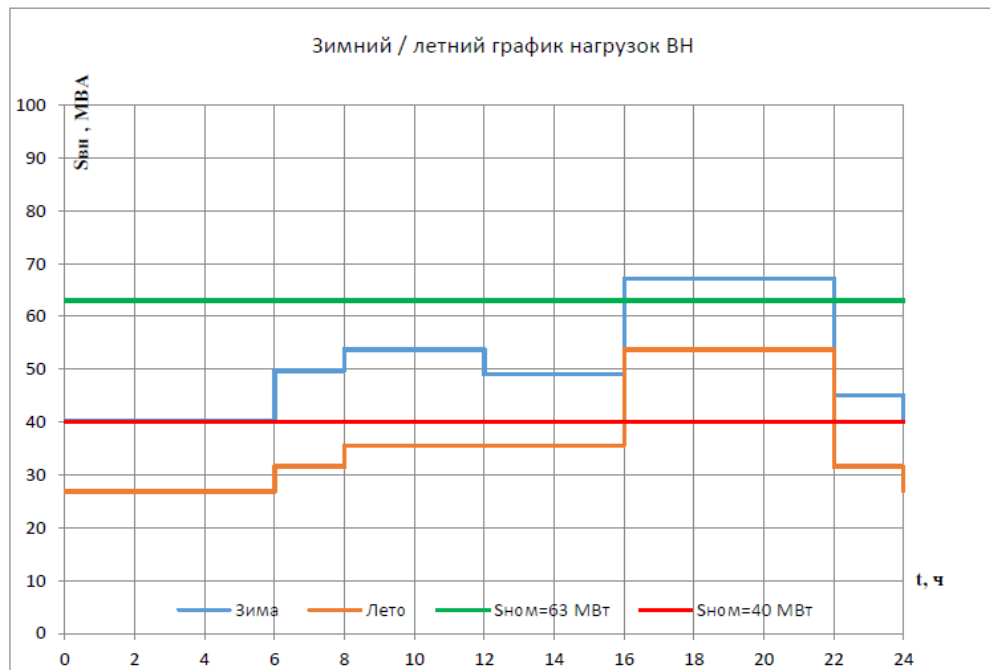


Рисунок 2 – Зимний/летний графики нагрузок на стороне ВН трансформаторов Т1 и Т2

Для трансформатора Т2 выполнены аналогичные расчеты. Получаем такие же зимний/летний графики нагрузок на стороне ВН трансформатора Т2 как и на рисунке 3.

Выбираем номинальную мощность трансформаторов Т1 и Т2 ПС 110 кВ «Кайсацкая» по ГОСТ 14209-97 [1] с учетом допустимой систематической и аварийной перегрузки.

Систематические перегрузки наблюдаются при неравномерном суточном графике нагрузки трансформаторов, аварийные – при аварийной

ситуации, когда требуется сохранить электропитание потребителей несмотря на перегрузку трансформаторов.

Допустимая систематическая перегрузка определяется балансом старения изоляции трансформатора, т.е. циклы со скоростью относительного износа изоляции больше единицы и меньше единицы компенсируются. Зависит от постоянной времени и системы охлаждения трансформатора, а также длительности перегрузки и эквивалентной температуры охлаждающей среды. «Режим статических нагрузок – режим, в течение части цикла которого температура охлаждающей среды может быть более высокой и ток нагрузки превышает номинальный, однако с точки зрения термического износа (в соответствии с математической моделью) такая нагрузка эквивалентна номинальной нагрузке при номинальной температуре охлаждающей среды. Это достигается за счет понижения температуры охлаждающей среды или тока нагрузки в течение остальной части цикла» [1].

«Аварийные перегрузки могут быть продолжительными и кратковременными. Первые имеют длительность, сравнимую с тепловой постоянной силового трансформатора. Кратковременная аварийная перегрузка составляет примерно 30 минут и меньше постоянной времени трансформатора, зависит от достигнутой при перегрузке температуры. Продолжительные перегрузки возникают редко, однако могут длиться в течение недель или даже месяцев и вызывать значительный термический износ» [13].

Выбор мощности трансформаторов Т1 и Т2 выполнен «по упрощенной методике, в предположении, что не только в нормальном, но и при плановом ремонте одного из трансформаторов, а также при отказе одного из них электропитание потребителей не нарушается» [13].

Наибольшая мощность, протекающая через трансформаторы Т1 и Т2 характерна для 5 ступени, интервала (16-22) часов зимнего периода и составляет 68 МВА.

$$S_{\text{наиб.}} = S_{\text{вн5з}} = 68 \text{ МВА.}$$

Трансформатор ТДТН-40000/110 не проходит выбор по условиям ГОСТ 14209-97 [1]. Выбрано два трансформатора ТДТН-63000/110 производства АО «Тольяттинский трансформатор» [4]. Каталожные данные выбранных трансформаторов по СТО 15352615-023-2011 [13] приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные данные Т1 и Т2 ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Обозначение на чертежах	Тип изделия	$S_{\text{т (ном)}}$, кВА	$U_{\text{(ном)}}$, кВ			Схема и группа соединения обмоток	$P_{\text{х}}$, кВт	$P_{\text{к}}$, кВт
			ВН	СН	НН			
Т1, Т2	ТДТН-63000/110-УХЛ1	63000	115	38,5	11,0	Yн/Yн/D-0-11	53	290

Напряжение короткого замыкания указанного трансформатора: $u_{\text{квс}} = 10,5\%$, $u_{\text{квн}} = 18\%$, $u_{\text{кcn}} = 7\%$.

Выводы по разделу. По ГОСТ 14209-97 выбраны трансформаторы Т1 и Т2 подстанции 110 кВ «Кайсацкая» ТДТН-63000/110 производства АО «Тольяттинский трансформатор».

4 Обоснование схемных решений для распределительных устройств для ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Схемные решения для распределительных устройств (РУ) для ПС 110 кВ «Кайсацкая» выбираем на основании стандартов СТО 56947007 - 29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» [14] и СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» [16] ПАО «ФСК ЕЭС». При выборе схем РУ 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ для ПС 110 кВ «Кайсацкая» соблюдены следующие требования:

- «применение отделителей и короткозамыкателей не допускается;
- применение схем РУ, отличных от типовых, допускается при наличии технико-экономического обоснования;
- количество Т, устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, два;
- на стороне НН 6, 10, 20 и 35 кВ должна предусматриваться отдельная работа Т с АВР, в том числе, посредством включения секционных выключателей;
- применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе» [14].

Так как через ПС 110 кВ осуществляется транзит мощности двухцепной воздушной линией 110 кВ «Кайсацкая - Джаныбек» в республику Казахстан, то для ОРУ 110 кВ принимаем «схему 13 (две рабочие системы шин) на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин» [16] (рисунок 3).

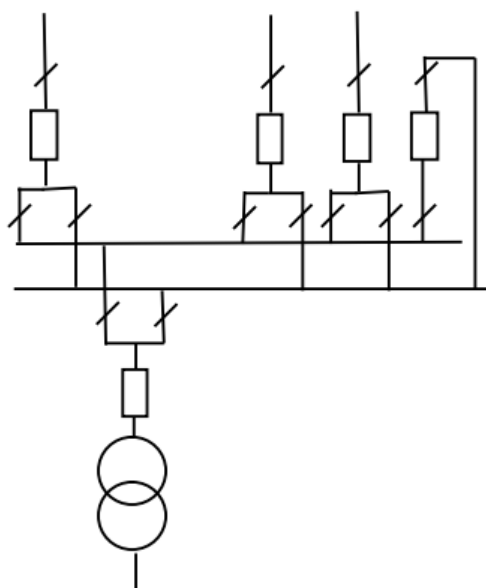


Рисунок 3 – Типовая схема 13 [16] для ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Для ОРУ 35 кВ выбираем схему 35-9: «одну рабочую секционированную выключателем систему шин» [16] (рисунок 4).

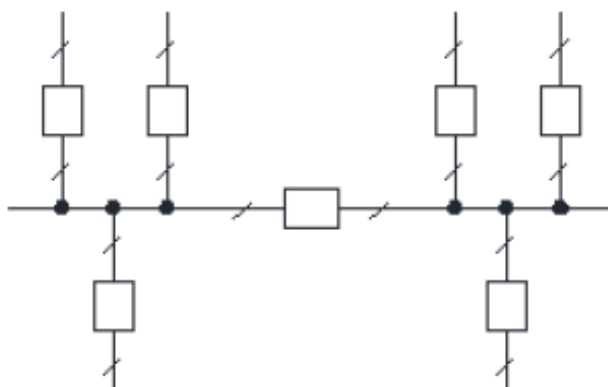


Рисунок 4 – Типовая схема на основании [16] для ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Для РУ 10 кВ выбираем «одну секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям)» [16] (рисунок 5).

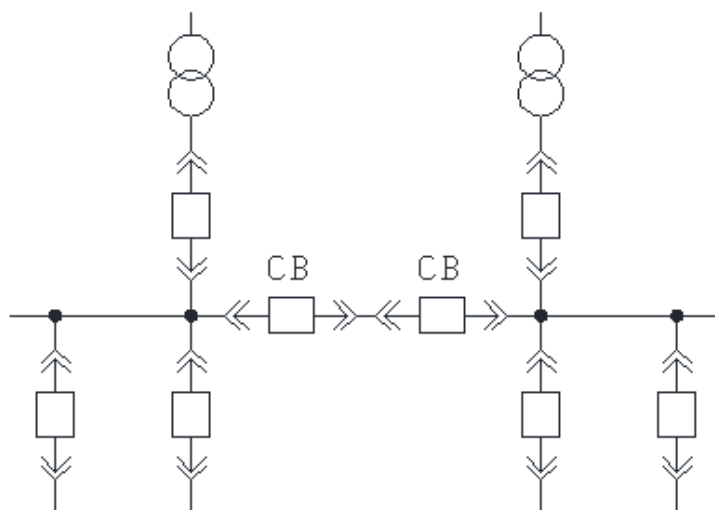


Рисунок 5 – Типовая схема на основании [16] для РУ 6 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Выбранных схемы РУ 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ на основании требований стандарта [16] обеспечат надежное функционирование всего электрооборудования и потребителей ПС 110 кВ «Кайсацкая».

Выводы по разделу. Выполнено обоснование схемных решений для распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ для ПС 110 кВ «Кайсацкая». Схемные решения выбраны на основании требований СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» [16] ПАО «ФСК ЕЭС».

5 Обоснование схемных решений для собственных нужд ПС 110 кВ «Кайсацкая»

На основании СТО 70238424.29.240Л0.013-2009 «системы собственных нужд (СН), должны обеспечивать надежность и работоспособность систем СН подстанций с учетом риска возникновения технологических нарушений в работе основного электрооборудования подстанций и системных аварий» [15].

Так как число выключателей на стороне ВН в РУ110 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая» более трех, то в качестве схемы питания принимаем «схему собственных нужд с постоянным оперативным током» [15] (рисунок 6).

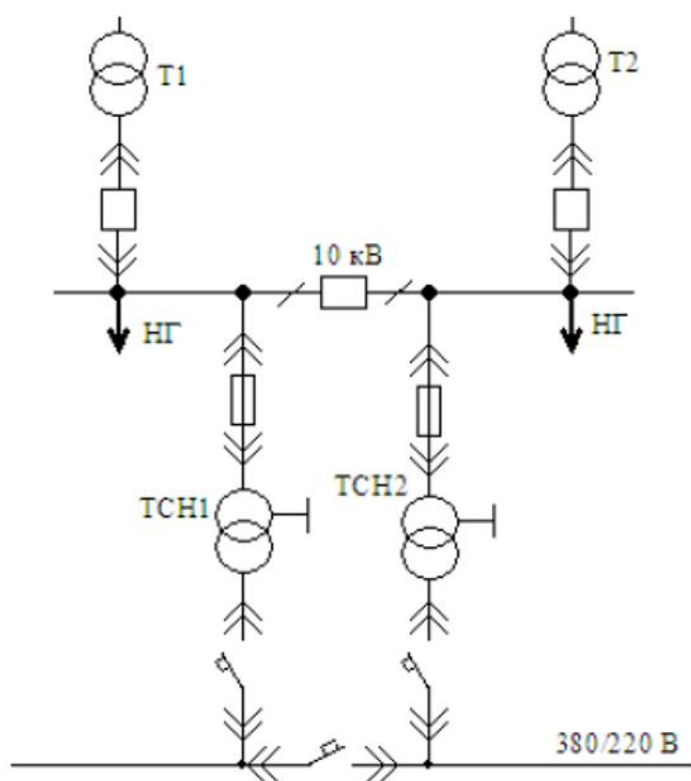


Рисунок 6 – Типовая схема питания собственных нужд с постоянным оперативным током ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Для ПС 110 кВ на основании расчетных значений нагрузок собственных нужд в интервал максимума для подстанции (16 – 22) часов, зимний период

$S_{pCH3} = 445$ кВА и в интервал максимума для подстанции (16 – 22) часов, летний период $S_{pCHл} = 401$ кВА для собственных нужд выбрано два трансформатора ТСН-400/10 производства АО «Тольяттинский трансформатор» [13] с установкой на каждую сборную шину. Каталожные данные выбранных трансформаторов ТСН1 и ТСН2 приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Каталожные данные ТСН1 и ТСН2 ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Обозначение на чертежах	Тип изделия	U_n , кВ		Схема и группа соединения обмоток	P_x , кВт	P_k , кВт
		ВН	НН			
ТСН1, ТСН2	ТСН-400/10/0,4	10,5	0,4	D/Yн/11	0,82	4,3

Напряжение короткого замыкания указанного трансформатора: $u_k = 6\%$, ток холостого хода $i_x = 1,8\%$.

Выводы по разделу. Выполнено обоснование схемных решений для собственных нужд ПС 110 кВ «Кайсацкая». В качестве схемы питания на основании требований СТО 70238424.29.240Л0.013-2009 принята «схема собственных нужд с постоянным оперативным током» [15].

6 Обоснование выбора оборудования РУ 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ

Для обоснования выбора оборудования РУ 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая», а также в последующих разделах устройств релейной защиты необходимы токи короткого замыкания на вводах ВН, СН и НН трансформаторов Т1 и Т2 [21]. Принципиальная схема для расчета токов КЗ на ПС 110 кВ «Кайсацкая» приведена на рисунке 7. Цифрами 1 - 8 обозначены трансформаторы тока в начале и конце линий L1, L2, L3 110 кВ.

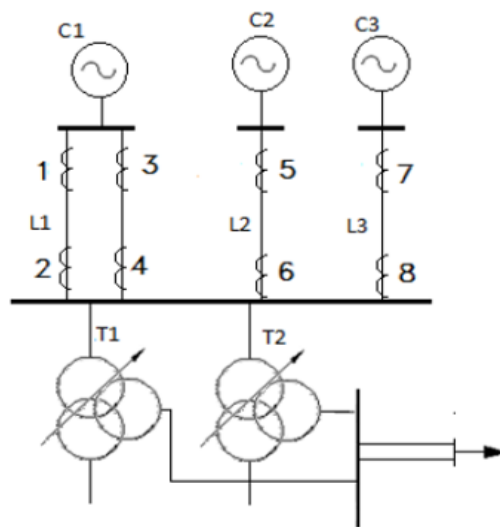


Рисунок 7 – Принципиальная схема для расчета токов КЗ на ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Определение сопротивление системы со стороны ВН по известным исходным данным $U_{c(ном)}^2 = 115 \text{ кВ}$, $S_{c1(ном)} = 2000 \text{ МВА}$:

$$x_{c1} = x_{c1(ном)} \cdot \frac{U_{c(ном)}^2}{S_{c1(ном)}}; \quad (6)$$

$$x_{c1} = 0,7 \cdot \frac{115^2}{2000} = 4,6 \text{ Ом.}$$

Определение сопротивление системы со стороны СН, приведенное к стороне ВН:

$$x_{c2} = x_{c2(ном)} \cdot \frac{U_{c(ном)}^2}{S_{c2(ном)}}; \quad (7)$$

$$x_{c2} = 1 \cdot \frac{115^2}{1800} = 7,35 \text{ Ом.}$$

Определение сопротивление системы со стороны НН, приведенное к стороне ВН:

$$x_{c3} = x_{c3(ном)} \cdot \frac{U_{c(ном)}^2}{S_{c3(ном)}}; \quad (8)$$

$$x_{c3} = 0,8 \cdot \frac{115^2}{1400} = 7,55 \text{ Ом.}$$

Определение сопротивлений линий L1, L2, L3:

$$x_L = x_0 \cdot l. \quad (9)$$

По каталожным данным [21] для линий 110 кВ удельное сопротивление $x_0 = 0,429 \text{ Ом/км}$, тогда по формуле (9) и с учетом данных таблицы 1

$$x_{L1} = 0,429 \cdot 100 = 42,9 \text{ Ом;}$$

$$x_{L2} = 0,429 \cdot 120 = 51,5 \text{ Ом;}$$

$$x_{L3} = 0,429 \cdot 60 = 25,74 \text{ Ом.}$$

Определение сопротивлений трансформатора ТДТН-63000/110. По каталожным данным регулирование осуществляется на стороне ВН 16%, 9 ступеней, сопротивления короткого замыкания: $U_{K \text{ ВН-СН}} = 10,5\%$, $U_{K \text{ ВН-НН}} = 18\%$, $U_{K \text{ СН-НН}} = 7\%$.

$$U_{K \text{ ВН}} = 0,5(U_{K \text{ ВН-СН}} + U_{K \text{ ВН-НН}} - U_{K \text{ СН-НН}}); \quad (10)$$

$$U_{K \text{ СН}} = 0,5(U_{K \text{ ВН-СН}} + U_{K \text{ СН-НН}} - U_{K \text{ ВН-НН}}); \quad (11)$$

$$U_{K \text{ НН}} = 0,5(U_{K \text{ ВН-НН}} + U_{K \text{ СН-НН}} - U_{K \text{ ВН-СН}}). \quad (12)$$

Подставляя значения $U_{КВН-СН}$, $U_{КВН-НН}$, $U_{КСН-НН}$ в формулы (10), (11), (12), получаем:

$$U_{КВН} = 0,5(10,5 + 18 - 7) = 10,75\%;$$

$$U_{КСН} = 0,5(10,5 + 7 - 18) = -0,25\% \approx 0\%;$$

$$U_{КНН} = 0,5(18 + 7 - 10,5) = 7,25\%.$$

Сопротивления трансформатора на 0-й отпайке и с учетом регулирования по данным таблицы 5:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВН}}{100} \cdot \frac{U_{ВН(НОМ)}^2}{S_{Т(НОМ)}}; \quad (13)$$

$$X_{ТВmin} = \frac{U_{КВН}(1-0,0,16)}{100} \cdot \frac{U_{ВН(НОМ)}^2}{S_{Т(НОМ)}}; \quad (14)$$

$$X_{ТВmax} = \frac{U_{КВН}(1+0,0,16)}{100} \cdot \frac{U_{ВН(НОМ)}^2}{S_{Т(НОМ)}}. \quad (15)$$

Подставляя расчетные и каталожные значения в формулы (13), (14), (15), получаем:

$$X_{ТВ} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,56 \text{ Ом};$$

$$X_{ТВmin} = \frac{10,75(1-0,16)^2}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 18,95 \text{ Ом};$$

$$X_{ТВmax} = \frac{10,75(1+0,16)^2}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 30,36 \text{ Ом}.$$

Значения рассчитанных токов КЗ сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Значения рассчитанных токов КЗ ПС 110 кВ «Кайсацкая»

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Точка КЗ	Режим РПН	Расчетные значения, кА		
			$I_{\text{К}}^{(3)}$	$i_{\text{уд}}$	$I_{\text{К}}^{(2)}$
110	Ввод ВН L1	max	14,19	33,46	11,82
		0	11,16	27,18	9,35
		min	9,75	22,99	7,24
	Ввод ВН L2	max	12,22	31,01	10,13
		0	10,71	26,31	8,03
		min	7,14	18,12	7,24
	Ввод ВН L3	max	11,01	27,94	9,18
		0	9,71	24,63	7,01
		min	7,01	17,79	6,24
35	Ввод СН	max	23,91	56,379	21,01
		0	20,02	47,207	18,54
		min	21,46	50,603	20,41
10	Ввод НН	max	19,68	46,406	17,51
		0	17,58	41,453	15,49
		min	11,62	27,400	9,77

На основании данных таблицы 6 составим сводную ведомость коммутирующей аппаратуры всех РУ ПС 110 кВ «Кайсацкая», которая приведена в таблице 7. Следует отметить, что РУ 110 кВ было реконструировано в элегазовое типа КРУЭ, выполненное элегазовыми модулями на напряжение 110 кВ с выключателями ВЭК-110 производства ЗАО «ЗЭТО» [3]. РУ 35 кВ выполнено открытым типа ОРУ 35 кВ с элегазовыми выключателями ВГБ-35-50 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш» [5]. РУ 10 кВ выполнено комплектным с ячейками КРУ серии КНВ-10 с вакуумными выключателями типа ВВЭ-10 производства ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» [6].

Таблица 7 – Сводная ведомость коммутирующей аппаратуры РУ 110 кВ, РУ 35 кВ, РУ 10 кВ ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Обозначение на чертежах	Тип изделия	Каталожные характеристики					Количество
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{кА}$	$I_{\text{ном откл}}, \text{кА}$	$i_{\text{скв}}, \text{кА}$	$\frac{I_{\text{Т}}}{t_{\text{Т}}}, \text{кА}/\text{с}$	
QT1G	ВЭК-110-40/2000 У1	110	2000	40	102	40/3	2

Продолжение таблицы 7

Обозначение на чертежах	Тип изделия	Каталожные характеристики					Количество
		$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ кА	$I_{\text{ном откл}},$ кА	$i_{\text{скв}},$ кА	$\frac{I_{\text{т}}}{t_{\text{т}}},$ кА /с	
T1G-QS1	РНДЗ-110/1000 У1	110	1000	-	100	40/3	6
QW1G	ВЭК-110-40/1000 У1	110	2000	40	102	40/3	2
W1G-QS1	РНДЗ-110/1000 У1	110	1000	-	100	40/3	6
QW2G	ВЭК-110-40/1000 У1	110	2000	40	102	40/3	2
W2G-QS1	РНДЗ-110/1000 У1	110	1000	-	100	40/3	6
QW3G	ВЭК-110-40/1000 У1	110	2000	40	102	40/3	2
W3G-QS1	РНДЗ-110/1000 У1	110	1000	-	100	40/3	6
QW4G	ВЭК-110-40/1000 У1	110	2000	40	102	40/3	2
W4G-QS1	РНДЗ-110/1000 У1	110	1000	-	100	40/3	6
QT1H	ВГБ-35-50/3150 У1	35	3150	50	127	50/3	2
T2G-QS1	РНДЗ-35/1000 У1	35	1000	-	80	31,5/3	4
Q4K	ВВЭ-10-31,5/1600 У1	10	1600	31,5	80	31,5/3	2
T3G-QS1	РВРЗ-10/2500 У1	10	2500	-	125	45/4	2

Сравнение каталожных данных коммутирующей аппаратуры РУ 110 кВ, РУ 35 кВ, РУ 10 кВ с расчетными значениями токов КЗ позволяет сделать заключение о правильном выборе оборудования.

Выводы по разделу. Выполненный расчет токов КЗ позволил сделать вывод об обоснованном выборе всей коммутирующей аппаратуры на ПС 110 кВ «Кайсацкая», а также позволит рассчитать релейную защиту подстанции.

7 Комплектность средств измерения на ПС 110 кВ «Кайсацкая»

На ПС 110 кВ «Кайсацкая» установлена автоматизированная система коммерческого учета (АИИС КУЭ) для измерения активной и реактивной электрической энергии, которая выполнена двухуровневой:

- 1 уровень включает измерительные трансформаторы тока ТТ и напряжения ТН, а также счетчики активной и реактивной электрической энергии, средства приема-передачи данных, включающие шлюзы Е-422, сетевые адаптеры, каналы связи для обмена информацией между уровнями системы (таблица 8);
- 2 уровень представляет собой информационно-измерительный комплекс для синхронизации шкалы времени, сбора информации, обработки и хранения данных, передачи данных в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности.

На ПС 110 кВ «Кайсацкая» установлено специализированное программное обеспечение «СПО АИИС КУЭ ЕНЭС Метроскоп» АО «ТЕККНОУ» [7].

Таблица 8 – Состав оборудования 1 уровня АИИС КУЭ, выбранного для ПС 110 кВ «Кайсацкая»

РУ	Присоединение	Параметры	ТТ	ТН
ОРУ 110	«Кайсацкая - Джаныбек» (L1)	Тип	ТГФМ-110	ЗНГ-110
		Класс точности	0.2S/0.5/10P	0,2/0.5/10P
		$K_{ТТ}$	400/1	$\frac{110000}{\sqrt{3}}/(100/\sqrt{3})$
	«Кайсацкая - Светлана» (L2)	Тип	ТГФМ-110	ЗНГ-110
		Класс точности	0.2S/0.5/10P	0,2/0.5/10P
		$K_{ТТ}$	400/1	$\frac{110000}{\sqrt{3}}/(100/\sqrt{3})$
	«Кайсацкая - Коммуна» (L3)	Тип	ТГФМ-110	ЗНГ-110
		Класс точности	0.2S/0.5/10P	0,2/0.5/10P
		$K_{ТТ}$	400/1	$\frac{110000}{\sqrt{3}}/100/\sqrt{3}$

Продолжение таблицы 8

РУ	Присоединение	Параметры	ТТ	ТН
ОРУ 35	«Тепличная» (L1a)	Тип	ТВ-35	ЗНОМ-35
		Класс точности	0.2/0.2S/10P	0.5/10P
		$K_{ТТ}$	600/1	$\frac{350000}{\sqrt{3}} / (100/\sqrt{3})$
	«Тепличная» (L1b)	Тип	ТВ-35	ЗНОМ-35
		Класс точности	0.2/0.2S/10P	0.5/10P
		$K_{ТТ}$	600/1	$\frac{350000}{\sqrt{3}} / (100/\sqrt{3})$
РУ 10	«Кайсацкая-5» (W5K), ячейка 5	Тип	ТЛО-10-2	НАМИ-10
		Класс точности	0,5S/10P	0,2/0.5/10P
		$K_{ТТ}$	600/5	10000/100
	«Кайсацкая-6» (W6K), ячейка 6	Тип	ТЛО-10-2	НАМИ-10
		Класс точности	0,5S/10P	0,2/0.5/10P
		$K_{ТТ}$	600/5	10000/100
	«Кайсацкая-7» (W7K), ячейка 7	Тип	ТЛО-10-2	НАМИ-10
		Класс точности	0,5S/10P	0,2/0.5/10P
		$K_{ТТ}$	400/5	10000/100

Установленные измерительные трансформаторы тока ТТ и напряжения ТН, а также счетчики активной и реактивной электрической энергии на ПС 110 кВ «Кайсацкая» обеспечивают допустимую относительную погрешность в диапазоне $\pm 1,3\%$. На всех присоединениях установлены счетчики электрической энергии типа EPQS.111.21.18 классом точности 0.2S/0.5.

Выводы по разделу. Приведены выбранные измерительные трансформаторы тока и напряжения на все присоединения ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, РУ 10 кВ. Определены коэффициенты трансформации и классы точности для последующего выбора устройств релейной защиты на ПС 110 кВ «Кайсацкая».

8 Расчет и выбор терминалов релейной защиты ПС 110 кВ «Кайсацкая»

8.1 Обоснование выбора релейной защиты трансформаторов Т1 и Т2 ПС 110 кВ «Кайсацкая»

На основании СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ «при проектировании и реконструкции РЗА:

- должны применяться современные устройства РЗА, соответствующие действующим нормативам и прошедшие регламентированную процедуру проверки качества оборудования;
- применяемая аппаратура РЗА должна иметь стандартные протоколы обмена информацией по ГОСТ, стандартам МЭК и отвечать требованиям по надёжности работы и требованиям по электромагнитной совместимости;
- алгоритм функционирования устройства РЗА должен обеспечивать отсутствие излишней работы данного устройства при внешних КЗ с насыщением ТТ» [14].

Устройства РЗА защищаемого оборудования подстанции должны обеспечивать быстродействие, селективность и чувствительность.

На трехобмоточных трансформаторах Т1 и Т2 ПС 110 кВ «Кайсацкая» должны быть предусмотрены следующие защиты:

- «один комплект дифференциальной защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН, СН и НН;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки;

- дифференциальная защита ошиновки (ДЗО) НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора);
- газовая защита Т1 и Т2 и струйное реле должны иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое и струйное реле, и действующее в случае их неисправности с выдержкой времени на сигнал;
- резервная защита на стороне ВН Т1 и Т2 должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению» [14].

На отходящих высоковольтных воздушных линиях должны быть предусмотрены следующие защиты:

- «два комплекта продольной дифференциальной защиты,
- дифференциально-фазовая защита,
- дистанционную и токовую направленную защиты нулевой последовательности» [10].

Выбранные и установленные при реконструкции РЗА ПС ПС 110 кВ «Кайсацкая» терминалы приведены в таблице 9. Все выбранные терминалы российского производителя ООО «Н-АВТОМАТИКА» [18].

Терминалы данного производителя обладают рядом достоинств:

- работают в соответствии со стандартом МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях» [12], что позволяет обеспечить высокоскоростной обмен данных и гарантированное время доставки информации;
- обладают свойством модульности, что позволяет комплектовать терминалы нужным образом;
- гибкая логика предоставляет свободу действий проектировщикам цифровых ПС;
- широкий диапазон реализуемых защит всех объектов и элементов ПС;
- простота настройки и управления.

Таблица 9 – Интеллектуальные электронные устройства, выполненные на терминалах или микропроцессорных реле, установленные для защиты электрооборудования на ПС 110 кВ «Кайсацкая»

Защищаемое оборудование	Тип терминала (реле)	Обозначение защит на чертежах	Связь с АСУ ТП	Уставки	
				Обозначение	Значение
Т1 и Т2	RET 670	ДЗТ, ЗПнн,	МЭК 61850-8-1, МЭК 61850-9-2LE, МЭК 60870-5-103, через шину LON	IdMin	$\geq 0,20$
				EndSection1	2
				EndSection2	2
				SlopeSection2	(10 50)%
				SlopeSection3	(50-65)%
				Idunre	$\geq 500\%$
				I2/I1ratio	$\leq 25\%$
				I5/I1ratio	40%
Шины 110 кВ	REB 670	ДЗШ1, ДЗШ2, УРОВ, ДЗЛ1, ДЗЛ2	МЭК 61850-8-1, GOOSE-сообщения, через шину LON	DiffOperLev	Отстраивается от максимальных токов небаланса, которые могут возникнуть при обрыве цепей тока
				SensOperLev	Определяется по дифференциальному току чувствительного органа $I_{сзчО}$
L1, L2, L3	REL 670	ДЗ, ТНЗНП	МЭК 61850-8-1, GOOSE-сообщения, МЭК 60870-5-103	X_1	(0,10-3000,00) Ом/ф
				R_1	(0,10-1000,00) Ом/ф
				X_{0PE}	(0,10-9000,00) Ом/ф
				R_{0PE}	(0,50-3000,00) Ом/ф
				R_{FPP}	(1,00-3000,00) Ом
				R_{FPE}	(1,00-9000,00) Ом
				t_{1PP}	(0,000-60,000) С
				t_{1PE}	(0,000-60,000) С

Продолжение таблицы 9

Защищаемое оборудование	Тип терминала (реле)	Обозначение защит на чертежах	Связь с АСУ ТП	Уставки	
				Обозначение функции	Значение
L1, L2, L3	RED 670	ДЗЛ1, ДЗЛ2	МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-103, через шину LON	EndSection1	0,20-1,50
				EndSection2	1,00-10,00
				SlopeSection2	10,0-50,0
				SlopeSection3	30,0-100,0
				IdMin	0,20-2,00
				IdUnre	$\geq 5,00$
L1, L2, L3	REC 670	МТЗ, ЗОЗЗ, АВР, ЛЗШ, ЗНР, ЗНП, ЗДЗ, УРОВ, АРНТ, АУВ, АПВ КС	МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-103, через шину LON	UHighBusSynch и UhighLineSynch	80%
				UdiffSynch	10-15%
				FreqDiffMax	(4-5) с
				tBreaker	(80-150) мс
				tMinSynch	200 мс
				tMaxSynch	300 с
				UHighBusSC и UhighLineSC	80%
				Udiff	10-15%
				FreqDiffM	10 мГц
				FreqDiffM	(100-200) мГц
				PhaseDiffM и PhaseDiffA	От 25 ⁰ до 45 ⁰
				tSCM	1 с
				tSCA	0,1 с
				UHighBusEnerg и UhighLineEnerg	80%
				ULowBusEnerg и ULowLineEnerg	30%

Продолжение таблицы 9

Защищаемое оборудование	Тип терминала (реле)	Обозначение защит на чертежах	Связь с АСУ ТП	Уставки	
				Обозначение функции	Значение
Т1 и Т2	REL 521	ДЗ, ТНЗНП, МТЗ НН	Через шину LON	CharactNo	По выбору
				StabByOption	По форме кривой второй гармоник
				I2/I1ratio	(10-25)%
				I5/I1ratio	(10-50)%
				IdMin	(10-50)%
				IdUnre	(50-2500)%
				IsetLow	(10-500)%
				tDefLow	(0,03-240,00) с
L1, L2, L3	REF 615	МТЗ ввода, ЛЗШ, УРОВ, АУВ, АПВ	МЭК 61850-9-2 LE, МЭК 60870-5-103, Modbus, DNP3	PHLPTOC	(0,05-5,00)·I _{НОМ}
				PHNPTOC	(0,10-40,00)·I _{НОМ}
				PHIPTOC	(1,00-40,00)·I _{НОМ}
Воздушные линии 35 кВ, кабельные линии 10 кВ	REF 540	АУВ	RS485 порт по SPA, через шину LON	Is1	2.0 о.е.
				Is2	2.0 о.е.
				k1	30%
				k2	150%
Все секционные выключатели 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ	REA 101	МТЗ, логическая защита шин	Optolink 1, Optolink 2	Ступени установки тока In x	0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 3,0; 5,0; 6,0
				Ступени установки тока нейтрали In x	0,05; 0,10; 0,15; 0,25; 0,3; 0,5; 0,6
				Погрешность по току срабатывания	± 5 % от значения уставки или ±2 % от тока I _n

Обозначения защит в таблице 9:

«ДЗТ – дифференциальная токовая защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ДЗЛ – дифференциальная защита линий;

ДЗ – дистанционная защита линий;

ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ЗОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю;

ЗНР – защита от неполнофазного режима;

ЗНП – защита нулевой последовательности;

ЛЗШ – логическая защита шин;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АВР – автоматический ввод резерва;

АУВ – автоматика управления выключателем» [20].

8.2 Расчет дифференциальной защиты линий L1, L2, L3

Дифференциальная защита линий – это простая, высокоселективная, высокоскоростная система защиты линий, которая обеспечивает высокоточное определение места повреждения и автоматическое повторное включение [23].

Рассмотрим подробный расчет уставок ДЗ линий L1, L2, L3, заданные значения которых производителем приведены в таблице 9. Дифференциальная защита воздушных линий 110 кВ L1, L2, L3 реализована в терминале RED 670. Тормозная характеристика функции ДЗ линии терминала RED 670 приведена на рисунке 8.

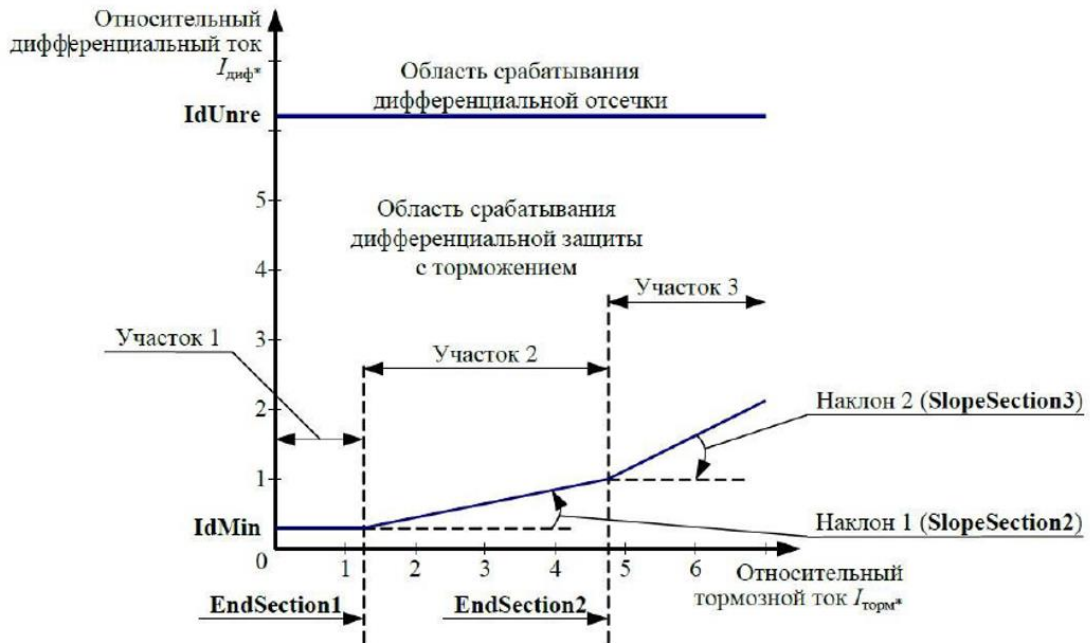


Рисунок 8 – Тормозная характеристика функции ДЗ линии терминала RED 670

Для участка 1 определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты линии:

$$IdMin1 \geq K_{отс}(EndSection1 \cdot I_{нб.изм1} + I_{нб.емк} + I_{нб.расс}), \quad (15)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, в расчетах принимаем $K_{отс} = 1,1$;

$I_{нб.изм1}$ – погрешность измерительных каналов для участка 1;

$I_{нб.емк}$ – ток утечки для линий L1, L2, L3;

$I_{нб.расс}$ – рассинхронизация сравниваемых токов, в расчетах принимаем $I_{нб.расс} = 0,1$;

$EndSection1$ – конец тормозного участка 1, в начале расчетов принимаем равным $EndSection1 = 1,5$.

Погрешность измерительных каналов участка 1 определяется формулой:

$$I_{нб.изм1} = \sqrt{(K_{пер1} \cdot \varepsilon_{тт1})^2 \cdot (1 + \Delta f_{выр1})^2 + (\Delta f_{выр1})^2}, \quad (16)$$

где $K_{\text{пер}1}$ – «коэффициент, учитывающий переходный процесс на участке 1, в расчетах принимаем $K_{\text{пер}1} = 1,4$ » [19];

$\varepsilon_{\text{тт}1}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока для участка 1, к которым подключается ДЗ, для установленных трансформаторов тока на стороне 110 кВ на линиях L1, L2, L3 из таблицы 8 определяем $\varepsilon_{\text{тт}1} = 0,1$;

$\Delta f_{\text{выр}1}$ – «относительная погрешность выравнивания токов плеч для участка 1, $\Delta f_{\text{выр}1} = 0,02$ » [19].

$$I_{\text{нб.изм}1} = \sqrt{(1,4 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02)^2 + 0,02^2} = 1,03.$$

Ток утечки:

$$I_{\text{нб.емк}} = \frac{U}{I_{\text{base}} \cdot X_{\text{C}1}}, \quad (17)$$

где U – максимальное допустимое фазное напряжение линии;

I_{base} – базовый (опорный) ток дифференциальной защиты, для линий L1, L2, L3 задан $I_{\text{base}} = 352$ А;

$X_{\text{C}1}$ – емкостное сопротивление линии прямой последовательности линии, определяется как $X_{\text{C}1} = \left(\frac{1}{\omega \cdot C_0}\right) \cdot l_i$.

Подставляя значения для линий L1, L2, L3 в формулу (17), получаем:

$$I_{\text{нб.емкL1}} = \frac{110 \cdot 1,05 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3}}}{352 \cdot 38,46 \cdot 100} = 0,05 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб.емкL2}} = \frac{110 \cdot 1,05 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3}}}{352 \cdot 38,46 \cdot 120} = 0,0417 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб.емкL3}} = \frac{110 \cdot 1,05 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3}}}{352 \cdot 38,46 \cdot 60} = 0,083 \text{ А}.$$

Полученные значения для $I_{\text{нб.изм1}}$ и $I_{\text{нб.емк}}$ подставим в формулу (15), получаем:

$$\begin{aligned} IdMin1 &\geq 1,1(1,5 \cdot 1,03 + 0,05 + 0,1) = 1,86 - \text{для линии L1;} \\ IdMin1 &\geq 1,1(1,5 \cdot 1,03 + 0,0417 + 0,1) = 1,60 - \text{для линии L2;} \\ IdMin1 &\geq 1,1(1,5 \cdot 1,03 + 0,083 + 0,1) = 1,90 - \text{для линии L3.} \end{aligned}$$

Минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты линии для участка 2:

$$IdMin2 \geq K_{\text{отс}}(EndSection2 \cdot I_{\text{нб.изм2}} + I_{\text{нб.емк}} + I_{\text{нб.расс}}), \quad (18)$$

где $I_{\text{нб.изм2}}$ – погрешность измерительных каналов для участка 1;

$EndSection2$ – конец тормозного участка 2, в расчетах принимаем равным $EndSection2 = 2$.

Погрешность измерительных каналов участка 2 определяется формулой:

$$I_{\text{нб.изм2}} = \sqrt{(K_{\text{пер2}} \cdot \varepsilon_{\text{тт2}})^2 \cdot (1 + \Delta f_{\text{выр2}})^2 + (\Delta f_{\text{выр2}})^2}, \quad (19)$$

где $K_{\text{пер2}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс на участке 1, в расчетах принимаем $K_{\text{пер2}} = 2,0$;

$\varepsilon_{\text{тт2}}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока для участка 2, к которым подключается ДЗ, для установленных трансформаторов тока на стороне 110 кВ на линиях L1, L2, L3 из таблицы 8 определяем $\varepsilon_{\text{тт2}} = 0,1$;

$\Delta f_{\text{выр2}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч для участка 2, $\Delta f_{\text{выр2}} = 0,02$.

$$I_{\text{нб.изм1}} = \sqrt{(2 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02)^2 + 0,02^2} = 1,04.$$

Минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты линии для участка 2:

$$IdMin2 \geq 1,1(2 \cdot 1,04 + 0,05 + 0,1) = 2,453 - \text{для линии L1};$$

$$IdMin2 \geq 1,1(2 \cdot 1,04 + 0,0417 + 0,1) = 2,45 - \text{для линии L2};$$

$$IdMin1 \geq 1,1(2 \cdot 1,04 + 0,083 + 0,1) = 2,49 - \text{для линии L3}.$$

Определим коэффициент наклона участка 2:

$$SlopeSection2 = \frac{IdMin2 - IdMin1}{EndSection2 - EndSection1}. \quad (20)$$

Для линии L1 по формуле (20):

$$SlopeSection2 = \frac{2,453 - 1,86}{2 - 1,5} = 1,3.$$

Для линии L2 по формуле (20):

$$SlopeSection2 = \frac{2,45 - 1,6}{2 - 1,5} = 1,7.$$

Для линии L3 по формуле (20):

$$SlopeSection2 = \frac{2,49 - 1,9}{2 - 1,5} = 1,1.$$

В расчетах получили, что для всех линий L1, L2, L3 выполняется условие:

$$SlopeSection2 \geq 0,5. \quad (21)$$

Поэтому принимаем для конца тормозного участка 1 значение:

$$EndSection1 = EndSection2 - 2(IdMin2 - IdMin1). \quad (22)$$

Подставляя расчетные значения $EndSection2$, $IdMin1$, $IdMin2$ для линий L1, L2, L3 в выражение (22), получаем уточненные значения для линии L1:

$$EndSection1 = 2 - 2(2,453 - 1,86) = 0,814.$$

Аналогично для линии L2:

$$EndSection1 = 2 - 2(2,45 - 1,6) = 0,3.$$

Для линии L3:

$$EndSection1 = 2 - 2(2,49 - 1,9) = 0,9.$$

Тогда уточненное значение коэффициента наклона участка 2 для линии L1 по формуле (20):

$$SlopeSection2 = \frac{2,453 - 1,86}{2 - 0,814} = 0,53.$$

Уточненное значение коэффициента наклона участка 2 для линии L2:

$$SlopeSection2 = \frac{2,45 - 1,6}{2 - 0,3} = 0,5.$$

Уточненное значение коэффициента наклона участка 2 для линии L3:

$$SlopeSection2 = \frac{2,49 - 1,9}{2 - 0,9} = 0,54.$$

На основании выполненных расчетов принимаем коэффициент наклона участка 3 равным $SlopeSection2 = 0,65$ для всех линий L1, L2, L3.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки $IdUnre$ выполним с учетом обеспечения отстройки от режима максимального тока, протекающего через линии L1, L2, L3 при внешнем КЗ [19].

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через линии L1, L2, L3 при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитаем по формуле:

$$IdUnre \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{КЗмакс} / I_{base}, \quad (23)$$

где $K_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через линию при внешнем повреждении; в расчетах принимаем $K_{нб} = 0,7$;

$I_{КЗмакс}$ – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах системы; из таблицы 6 получаем для линии L1 $I_{КЗмаксL1} = 14,19$ кА, для линии L2, $I_{КЗмаксL2} = 12,22$ кА, для линии L3 $I_{КЗмаксL3} = 11,01$ кА.

Получаем по формуле (23) для линии L1:

$$IdUnre \geq 1,1 \cdot 0,7 \cdot 14190 / 352 = 31,04.$$

По формуле (23) для линии L2:

$$IdUnre \geq 1,1 \cdot 0,7 \cdot 12200 / 352 = 26,68.$$

По формуле (23) для линии L3:

$$IdUnre \geq 1,1 \cdot 0,7 \cdot 11010/352 = 24,08.$$

Все полученные значения параметра срабатывания для линий L1, L2, L3 удовлетворяют условию отстройки от режима броска намагничивающего тока $IdUnre \geq 5,00$. Выбираем параметр срабатывания дифференциальной отсечки для линии L1 $IdUnre = 31,04$, для линии L2 $IdUnre = 26,68$, для линии L3 $IdUnre = 24,08$.

Выводы по разделу. Рассмотрены требования к релейной защите оборудования ПС 110 кВ «Кайсацкая». Для релейной защиты при реконструкции РЗА выбраны интеллектуальные электронные устройства – терминалы RET 670, REB 670, REL 670, RED 670. Все выбранные терминалы российского производителя ООО «Н-АВТОМАТИКА». Приведены уставки РЗА и рекомендуемые диапазоны значений производителем.

Приведен подробный расчет уставок дифференциальной защиты воздушных линий «Кайсацкая - Джаныбек» (L1), «Кайсацкая - Светлана» (L2) и «Кайсацкая Коммуна» (L3), выполненной на терминале RED 670.

Заключение

В ВКР выполнена реконструкция релейной защиты ПС 110 кВ «Кайсацкая» с использованием интеллектуальных электронных устройств – терминалов российского производителя ООО «Н-АВТОМАТИКА».

Так как в связи с программой развития Волгоградской области на 2023-2028 годы предполагается увеличение нагрузки реконструируемой ПС 110 кВ «Кайсацкая» за счет подключения новых потребителей на стороне 35 кВ обоснован выбор трехобмоточных трансформаторов Т1 и Т2. К установке приняты два трансформатора ТДТН-63000/110/35/10 производства АО «Тольяттинский трансформатор».

Выполнен выбор распределительных устройств РУ 110 кВ, РУ 35 кВ, РУ 10 кВ – принципиальной электрической схемы и выбор коммутирующего и измерительного оборудования, а также выполнена проверка параметров оборудования на соответствие рассчитанным токам КЗ.

Выполнено обоснование схемных решений для собственных нужд ПС 110 кВ «Кайсацкая». Для собственных нужд выбрано два трансформатора ТСН-400/10/0,4 производства АО «Тольяттинский трансформатор»

Рассмотрены требования к релейной защите оборудования ПС 110 кВ «Кайсацкая». Для релейной защиты при реконструкции РЗА выбраны интеллектуальные электронные устройства серии 670 – терминалы RET 670, REB 670, REL 670, RED 670. Приведены уставки РЗА оборудования ПС 110 кВ «Кайсацкая» и рекомендуемые диапазоны значений производителя.

Приведен подробный расчет уставок дифференциальной защиты воздушных линий «Кайсацкая - Джаныбек» (L1), «Кайсацкая - Светлана» (L2) и «Кайсацкая Коммуна» (L3), выполненной на терминале RED 670. Все полученные значения параметра срабатывания для линий L1, L2, L3 удовлетворяют условию отстройки от режима броска намагничивающего тока.

Список используемой литературы и используемых источников

1. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. М.: Стандартиформ, 2002. 82 с.
2. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения. М.: Стандартиформ, 1992. 13 с.
3. ЗАО «ЗЭТО»: реконструкция ПС 110 кВ «Кайсацкая» [Электронный ресурс]. URL: <https://energybase.ru/news/companies/cjsc-zeto-reconstruction-of-110-kv-kaisatskaya-substation-2021-11-02> (дата обращения 10.04.2025).
4. Каталог трансформаторного оборудования на класс напряжения 110 кВ АО «Тольяттинский трансформатор» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения 10.04.2025).
5. Каталог элегазовых выключателей ВГБ ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/bakovyevykluchateli+seriy+vgbveb> (дата обращения 10.04.2025).
6. Каталог ячеек КРУ серии КНВ-10 ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000001388/attfile/ti-knv-10.pdf> (дата обращения 10.04.2025).
7. Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) АО «ТЕККНОУ» [Электронный ресурс]. URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/45048-10-47430> (дата обращения 10.04.2025).
8. Концепция «Цифровая трансформация 2030». ПАО «Россети», 2018. 31 с. [Электронный ресурс]. URL: https://www.rossetivolga.ru/i/files/2019/2/7/kontseptsiya_tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf (дата обращения 10.04.2025).

9. Официальный сайт ООО «Волгоградский канатный завод – филиал «Волгоградский» АО «Северсталь канаты» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.volgograd-kanat.ru/> (дата обращения 10.04.2025).
10. Правила устройств электроустановок. 6-е и 7-е издания (все действующие разделы) [Электронный ресурс]. URL: <https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pue.pdf> (дата обращения 10.04.2025).
11. Программа развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы. Волгоградская область [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/support_materials/08_Volgogradskaja_oblast.pdf (дата обращения 10.04.2025).
12. СТО 56947007- 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. 257 с.
13. СТО 15352615-023-2011. Номенклатурный ряд силовых трансформаторов. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2011. 35 с.
14. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 135 с.
15. СТО 70238424.29.240Л0.013-2009. Системы собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. 81 с.
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2011. 132 с.
17. Текслер А.Л. Цифровизация энергетики: от автоматизации процессов к цифровой трансформации отрасли. Энергетическая политика. 2018. №5. С. 3-7.
18. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство дифференциальной защиты линий. ООО «Н-АВТОМАТИКА», 2017. 654 с.

19. Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения. Перевод с английского. Автор: Циглер Г. Под редакцией: Дьякова А.Ф. Издательство: М.: Энергоиздат, 2005. 273 с.
20. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2017. 549 с.
21. Шишлаков В.Ф., Соленая О.Я., Соленный С.В. Основы электроснабжения объектов отрасли: учеб. пособие. СПб.: ГУАП, 2017. 85 с.
22. Gottschalk M., Uslar M., Delts C. The Use Case and Smart Grid Architecture Model Approach. Springer, 2017. 93 p.
23. Ito H., Shuto I., Ayakawa H., Beaumont P. Development of an improved multifunction high speed operating current differential relay for transmission line protection. Conference: Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE).
24. Massel A.G., Gaskova D.A. Application of risk-based approach to identify critical facilities in the energy sector with regard to cyber threats. Proceedings of the 19th International Workshop on Computer Science and Information Technologies. Germany, Baden-Baden. Publisher Ufa: USATU. 2017. Vol. 1. Pp. 159-163.
25. Sulev I., Landman R., Papalexopoulos A., Plakas K., Andriopoulos K.-N., Gialelis G. Transactive Energy Models. Revision: v1.0. 2022. 47 p.
26. Trefke J., Rohjans S., Uslar M., Lehnhoff S. Smart Grid Architecture Model use case management in a large European Smart Grid project. Conference: Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES.