

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 Проектирование электрической части подстанции 35/10 кВ «Котлы»

Обучающийся

Б.С. Саломатшоев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н, П.А. Николаев

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

Консультант

к.п.н, доцент, А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта реконструкции электрической части подстанции ПС 35/10 кВ «Котлы» с применением современного силового электротехнического оборудования, средств измерения и автоматики.

Ключевым вопросом выпускной работы является разработка надежной и энергоэффективной электрической части подстанции, с оптимизированными параметрами элементов схемы электроснабжения за счет правильного выбора их выбора, применения современного электрооборудования.

Целью бакалаврской работы является реконструкция электрической части подстанции. Для этого необходимо на основе имеющихся данных, в том числе используя годовой график электрической нагрузки, произвести расчёты электрической нагрузки, произвести расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработать новую схему электрических соединений, выбрать основное электротехническое оборудование открытого распределительного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения, разработать схему релейной защиты с применением цифровых приборов и устройств.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 48 страниц, дополняемую 17 таблицами, 2 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Abstract

The final qualifying work included the development of a project for the reconstruction of the electrical part of the 35/10 kV substation "Kotly" using modern power electrical equipment, measuring instruments and automation.

The key issue of the final work is the development of a reliable and energy-efficient electrical part of the substation, with optimized parameters of the elements of the power supply circuit through the correct choice of their choice, the use of modern electrical equipment.

The purpose of the bachelor's work is the reconstruction of the electrical part of the substation. To do this, it is necessary, based on the available data, including using the annual electrical load schedule, to calculate the electrical load, calculate the power and select new power transformers, develop a new electrical connection diagram, select the main electrical equipment of the open high-voltage switchgear and low-voltage switchgear voltage, develop a relay protection scheme using digital instruments and devices.

This bachelor's thesis contains an explanatory note of 48 pages, supplemented by 17 tables, 2 figures, and 6 drawings in A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ технического состояния подстанции «Котлы», работы по ее модернизации.....	7
1.1 Краткая характеристика существующей подстанции	7
1.2 Объем реконструкции.....	8
1.3 Компоновочные решения	11
2 Реконструкция электрической части подстанции	14
2.1 Сведения о количестве электроприемников, их установленной мощности, рабочих токов присоединений 35 и 10 кВ	14
2.2 Основные параметры системы и элементов подстанции	16
2.3 Расчет токов короткого замыкания	17
2.4 Выбор силового высоковольтного оборудования	27
2.4.1 Выбор и проверка выключателей.....	27
2.4.2 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей	29
2.4.3 Выбор трансформаторов тока.....	31
2.4.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	33
2.5 Порядок проведения работ.....	34
3 Охрана труда и техника безопасности на подстанции.....	39
3.1 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащиты	39
3.2 Аварийное освещение.....	41
Заключение	43
Список используемых источников	45
Приложение А Результаты расчета высоковольтных аппаратов.....	50

Введение

Трудно представить без электроэнергии жизнь современного общества, экономическое, техническое и культурное развитие которого во многом обусловлено ее широким применением.

«Разнообразное использование электроэнергии во всех областях народного хозяйства и быта объясняется рядом весьма существенных преимуществ ее по сравнению с другими видами энергии:

- возможностью экономичной передачи на значительные расстояния;
- простотой преобразования в другие виды энергии (механическую с помощью электродвигателей, тепловую с помощью электронагревательных приборов, световую с помощью электроламп и т.д.);
- простотой распределения между любым числом потребителей любой мощности;
- возможностью получения электроэнергии из других видов энергии (тепловой, гидравлической, атомной, энергии ветра и т.д.)» [29]

«Электроэнергия, вырабатываемая на электростанции, поступает на электрические подстанции, на которых происходит преобразование электроэнергии по напряжению, частоте или роду тока. Электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов. От системы электроснабжения получают питание промышленные и сельскохозяйственные потребители.

Подстанции бывают закрытыми, открытыми и комбинированными. Комбинированные имеют закрытую и открытую части. В закрытых помещениях устанавливают оборудование и аппаратуру, которые не могут обеспечить нормальную работу в условиях значительных изменений температуры, наличия

осадков и загрязнения воздуха. На открытой части размещают остальное оборудование» [26].

Подстанции различают по следующим признакам:

- по значению питающего напряжения: 6,10,35,110 или 220 кВ;
- по схеме присоединения к сети внешнего эл.снабжения (опорные, промежуточные, концевые);
- по обслуживанию системы электротяги (переменного тока 25 кВ или 2х25 кВ, постоянного тока 3,3 кВ);
- по системе управления: телеуправления и нетелеуправления;
- по способу обслуживания: без дежурного персонала, с дежурным персоналом, с дежурством на дому;
- по типу: стационарные и передвижные.

Цель работы – разработать проект реконструкции электрической части подстанции ПС 35/10 кВ «Котлы» с применением современного силового, распределительного, защитного электрооборудования.

Объектом исследования является подстанция «Котлы».

Предмет исследования – электрическая часть подстанции «Котлы».

Для достижения поставленной в работе цели необходимо решение ряда задач: произвести расчёты электрической нагрузки, произвести расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработать новую схему электрических соединений, выбрать основное электротехническое оборудование.

1 Анализ технического состояния подстанции «Котлы», работы по ее модернизации

1.1 Краткая характеристика существующей подстанции

Подстанция 35 кВ Котлы (ПС 3), (далее – подстанция) входит в состав филиала ПАО «Ленэнерго» «Кингисеппские электрические сети». «Присоединение подстанции к энергосистеме организовано двумя ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Котельская–1 (ВЛ 35 кВ Котлы – Россия);
- ВЛ 35 кВ Котельская–2 (ВЛ 35 кВ Котлы – Велькота)» [12].

На подстанции находятся в работе:

- открытое распределительное устройство (ОРУ 35 кВ), выполненное по схеме 35–5 АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки»;
- два двухобмоточных трансформатора ТАМ–3200/35 (Т–1), ТМН–2500/35 (Т–2) [22];
- комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН 10 кВ), выполненное по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин».

К трансформаторам Т–1 и Т–2 гибкой ошиновкой подключены 1 и 2 секции КРУН 10 кВ [6].

Электроснабжение потребителей собственных нужд осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд ТМ–20/10 10/0,4 кВ, установленных в ячейках существующего КРУН 10 кВ.

Защита трансформаторов Т–1, Т–2 от коммутационных и грозовых перенапряжений обеспечивается вентильными разрядниками. Силовые кабели 0,4 кВ и контрольные кабели по территории ОРУ 35 кВ проложены в кабельных

лотках. Подключение потребителей от существующего КРУН 10 кВ выполняется с помощью ВЛ 10 кВ.

«Подстанция №3 «Котлы» была построена в 1966 году. Модернизация ПС позволит подключить к электросетям 240 новых заявителей общей мощностью 3,3 МВт, большинство которых – частные жилые дома. Также к электросетям будет подключен новый интернат и система уличного освещения в Котельском сельском поселении.

Реконструкция энергоисточника обеспечит дополнительную надежность электроснабжения жителей и социально значимых объектов поселка Котельский и близлежащих населенных пунктов в Кингисеппском районе Ленобласти» [12].

1.2 Объем реконструкции

Реконструкция подстанции выполняется в следующем объёме:

- замена двух существующих силовых трансформаторов Т–1, Т–2 на два трансформатора Т–1 и Т–2 типа ТМН–6300/35 У1 мощностью 6,3 МВА, напряжением обмоток $35 \pm 4 \times 2,5\% / 11$ кВ [9];
- замена вентильных разрядников на ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ для защиты силовых трансформаторов [17];
- замена существующего КРУН 10 кВ на КРУМ 10 кВ. Каждая секция вновь устанавливаемого КРУМ 10 кВ размещается отдельно;
- замена существующих линейных разъединителей на разъединители 35 кВ, 1000 А, 20 кА с двумя заземляющими ножами с электродвигательными приводами главных и заземляющих ножей;
- замена существующих разъединителей рабочей перемычки 35 кВ на разъединители 35 кВ, 1000 А, 20 кА с двумя заземляющими ножами в комплекте с ручными приводами главных и заземляющих ножей.

Схема электрических соединений вновь устанавливаемого КРУМ 10 кВ «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин».

Существующее открытое распределительное устройство (ОРУ 35 кВ), выполнено по схеме 35–5 АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки».

Главная электрическая схема до реконструкции приведена на чертеже 24.13.03.02.51/12.016.001, после реконструкции – на чертеже 24.13.03.02.51/12.016.002 графической части проекта.

В объёме реконструкции будет установлено оборудование, указанное в таблицах 1 и 2. Перечень демонтируемого оборудования в таблице 3.

Таблица 1 – Оборудование, устанавливаемое на открытой площадке

Присоединение	Оборудование	Количество
Т–1	Трансформатор силовой двухобмоточный ТМН–6300/35, 6300 кВА, 35/10 кВ, с РПН $\pm 4 \times 2,5\%$ со стороны ВН, Y/Д–11	1
	Ограничитель перенапряжений нелинейный 35 кВ	3
	Ограничитель перенапряжений нелинейный 10 кВ	3
Т–2	Трансформатор силовой двухобмоточный ТМН–6300/35, 6300 кВА, 35/10 кВ, с РПН $\pm 4 \times 2,5\%$ со стороны ВН, Y/Д–11	1
	Ограничитель перенапряжений нелинейный 35 кВ	3
	Ограничитель перенапряжений нелинейный 10 кВ	3
ВЛ 35 кВ Котельская–1	Разъединитель 35 кВ, 1000 А, 20 кА с двумя заземляющими ножами в комплекте с электродвигательными приводами главных и заземляющих ножей	1
ВЛ 35 кВ Котельская–2	Разъединитель 35 кВ, 1000 А, 20 кА с двумя заземляющими ножами в комплекте с электродвигательными приводами главных и заземляющих ножей	1
Рабочая перемычка 35 кВ	Разъединитель 35 кВ, 1000 А, 20 кА с двумя заземляющими ножами в комплекте с ручными приводами главных и заземляющих ножей	2

Таблица 2 – Оборудование, устанавливаемое в КРУМ 10 кВ

Присоединение	Оборудование	Количество
1 секция 10 кВ	Комплектное распределительное устройство 10 кВ в составе:	
	ячейка вводного выключателя	1
	ячейка секционного выключателя	1
	ячейка отходящей линии (в т. ч. выключателя ТСН)	5
	ячейка ТН	1
	ячейка ТСН	1
	ячейка отходящей линии (без выключателя, ТТ, РЗиА)	1
2 секция 10 кВ	Комплектное распределительное устройство 10 кВ в составе:	
	ячейка вводного выключателя	1
	ячейка секционного выключателя	1
	ячейка отходящей линии (в т. ч. выключателя ТСН)	5
	ячейка ТН	1
	ячейка ТСН	1
	ячейка отходящей линии (без выключателя, ТТ, РЗиА)	1

Таблица 3 – Оборудование, демонтируемое на ПС Котлы (ПС 3)

Наименование оборудования	Основные характеристики и тип	Заводской номер	Дата ввода в эксплуатацию	Количество
1	2	3	4	5
Трансформатор масляный Т-1	ТАМ-3200/35	60766	1966	1 комплект
Трансформатор масляный Т-2	ТМН-2500/35	1478	1982	1 комплект
Трансформатор собственных нужд ТСН-1	ТМ-20/10	2648	1966	1 шт.
Трансформатор собственных нужд ТСН-2	ТМ-20/10	26177	1966	1 шт.

Продолжение таблицы 3

Наименование оборудования	Основные характеристики и тип	Заводской номер	Дата ввода в эксплуатацию	Количество
Разъединитель 35 кВ	РЛНДЗ–2	без номера	1966	2 штуки
Разъединитель 35 кВ	РЛНДЗ–1	без номера	1966	2 штуки
КРУН–10 типа КРН–10 с масляными и вакуумными выключателями 10 кВ в составе 16–и ячеек	КРН–10	без номера (номера выключателей: 12684, 24938, 946,945, 1032,1040, 1035,1038, 947,1039, 847)	1966 (замена выключателей : 1982–1998)	1 комплект
Разрядники вентильные 35 кВ	РВС–35	без номера – 3 шт. 9773, 10527, 9266	1966 – 3 шт. 1978 – 3 шт.	6 штук
Ошиновка 35 кВ	АС–95	–	–	24 метра
Ошиновка 10 кВ	Шина алюминиевая А 50х5	–	–	24 метра

1.3 Компонентные решения

В объёме реконструкции подстанции устанавливаются новые силовые трансформаторы Т–1 и Т–2 типа ТМН–6300/35 У1 мощностью 6,3 МВА, напряжением обмоток $35\pm 4 \times 2,5\%/11$ кВ, подключаемые через существующие выключатели и разъединители к 1 (2) сек. 35 кВ [1]. Для защиты силовых трансформаторов от грозовых и коммутационных перенапряжений на вводах 35 кВ устанавливаются ограничители перенапряжения, взамен существующих вентильных разрядников. «Для соответствия требованиям ПУЭ выполняется замена существующих разъединителей ВЛ 35 кВ с ручными приводами главных

и заземляющих ножей на разъединители с электродвигательными приводами, а также замена существующих разъединителей рабочей перемычки 35 кВ с одним заземляющим ножом на разъединители 35 кВ с двумя заземляющими ножами и ручными приводами главных и заземляющих ножей» [11]. Вновь устанавливаемые разъединители 35 кВ устанавливаются на существующих строительных конструкциях.

«КРУМ 10 кВ выполняется по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» и укомплектовывается шкафами с вакуумными выключателями. КРУМ 10 кВ устанавливаются в модуле категории размещения У1 заводского изготовления» [11], поставляемого комплектно с:

- системой собственных нужд 0,4 кВ;
- кабельным хозяйством 0,4 кВ;
- отоплением;
- розеточной сетью 220 В;
- сетью освещения;
- внутренним контуром заземления.

Модули 1 сек. КРУМ 10 кВ и 2 сек. КРУМ 10 кВ рассчитаны на установку 10 ячеек в каждом модуле. Для системы АИИС КУЭ на каждой секции КРУМ 10 кВ предусматривается установка ячейки с трансформаторами напряжения.

Подключение потребителей 10 кВ осуществляется с помощью существующих ВЛ 10 кВ. На вновь устанавливаемых модулях КРУМ 10 кВ предусмотрены воздушные выводы для подключения ВЛ 10 кВ.

Компоновочные решения подстанции до модернизации показаны на чертеже 24.13.03.02.51/12.016.003, после модернизации – на чертеже 24.13.03.02.51/12.016.004.

Выводы по разделу 1.

Замена на ПС 35 кВ Котлы (ПС 3) существующих силовых трансформаторов Т-1 3,2 МВА и Т-2 2,5 МВА на 2х6,3 МВА и КРУН 10 кВ на КРУМ 10 кВ обусловлена:

- потребностью технологического присоединения новых потребителей электроэнергии согласно данных Департамента перспективного развития ПАО «Ленэнерго»;
- разгрузкой существующих питающих центров;
- повышением надежности электроснабжения.

Устанавливаемое силовое оборудование 35 и 10 кВ должно иметь:

- для российских производителей – положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети» и/или ТУ, согласованные с ПАО «Россети» или иные документы, подтверждающие соответствие требованиям ПАО «Россети»;
- для зарубежных производителей – экспертные заключения на соответствие функциональных и технических показателей условиям эксплуатации действующим отраслевым требованиям.

Устанавливаемое силовое оборудование 35 и 10 кВ должно удовлетворять требованиям:

- ПУЭ–7;
- отраслевых стандартов МЭК и/или ГОСТ;
- постановлению правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719 «О критериях отнесения промышленной продукции к промышленной продукции, не имеющей аналогов, произведенных в Российской Федерации».

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Сведения о количестве электроприемников, их установленной мощности, рабочих токов присоединений 35 и 10 кВ

Проектом предусмотрены 8 отходящих линий ВЛ–10 кВ. Максимальная потребляемая мощность потребителей приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Максимальная потребляемая мощность

Присоединение	Потребляемая мощность, кВт
Л–1. Рудилово	1183,2
Л–2. Кайболово	173,1
Л–3. Удосолово	704,4
Л–4. Павлово	343,6
Л–5. Косколово	175
Л–6. Нежново	993,3
Л–7. Хаболово	687,6
Л–8. АБЗ	16,5
Итого:	4276,7

Наибольшие рабочие токи присоединений ВЛ 35 кВ и рабочей переемычки 35 кВ приняты равными длительно допустимым токам ВЛ 35 кВ [29]. Тип проводов с максимальным сечением, используемых на данных линиях, – АС–120/19.

Наибольшие рабочие токи присоединений 10 кВ силовых трансформаторов Т–1 и Т–2 мощностью 6,3 МВА определяются из условия их допустимой длительной перегрузки [15]. Наибольшие рабочие токи ВЛ 10 кВ приняты по максимальным первичным токам существующих трансформаторов тока, полученным от Кингисеппских электрических сетей ПАО «Ленэнерго».

Для присоединений уровня 35 кВ в трансформаторах Т–1 и Т–2 наибольший рабочий ток определяется по формуле

$$I_{\text{раб.наиб}} = I_{\text{НН.макс}} = \frac{k_{II} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (1)$$

где S_T – номинальная мощность понижающего трансформатора, МВА.

Принимаем $S_T = 6,3$ МВА;

$U_{\text{НН}}$ – уровень ступени напряжения, кВ. Принимаем $U_{\text{НН}} = 35$ кВ и $U_{\text{НН}} = 11$ кВ;

k_{II} – коэффициент допустимой перегрузки силового трансформатора. Принимаем $k_{II} = 1,2$ [16].

Для 1 и 2 секций КРУ 10 кВ наибольший рабочий ток определяется по формуле

$$I_{\text{раб.наиб}} = I_{\text{НН.макс.Т}} \quad (2)$$

Для 1 и 2 секций секционного выключателя (СВ) 10 кВ наибольший рабочий ток определяется по формуле

$$I_{\text{раб.наиб}} = I_{\text{НН.макс.Т}} \cdot 0,7. \quad (3)$$

Для трансформаторов собственных нужд ТСН–1 и ТСН–2 на стороне 10 кВ наибольший рабочий ток определяется по формуле

$$I_{\text{раб.наиб.тсн}} = I_{\text{тсн.макс}} = \frac{k_I \cdot S_0}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (4)$$

где S_0 – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, МВА.

Принимаем $S_0 = 0,63$ МВА;

$U_{\text{НН}}$ – уровень ступени напряжения, кВ. Принимаем $U_{\text{НН}} = 10$ кВ;

k_I – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора собственных нужд. Принимаем $k_I = 1,2$. [21]

Результаты расчета представим в таблице 5.

Таблица 5 – Максимальные рабочие токи присоединений 35 и 10 кВ

Присоединение	Номер формулы	Расчетное значение
Т-1 и Т-2, сторона 35 кВ	(1)	125 А
Т-1 и Т-2, сторона 10 кВ	(1)	397 А
1 и 2 секции КРУ 10 кВ	(2)	397 А
1 и 2 секции СВ 10 кВ	(3)	278 А
ТСН-1 и ТСН-2 на стороне 10 кВ	(4)	44 А

2.2 Основные параметры системы и элементов подстанции

В таблицах 6 и 7 приведены параметры системы и силового оборудования подстанции. Ток трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Котлы (ПС 3) предоставлен ПАО «Ленэнерго» письмом №КнЭС/034/477 от 31.03.16 г.

Таблица 6 – Параметры системы

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Максимальное напряжение системы	$U_{с.макс}$	40,5 кВ
Среднее напряжение системы	$U_{с.ср}$	35 кВ
Минимальное напряжение системы	$U_{с.мин}$	31,5 кВ
Ток трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ (по данным ПАО «Ленэнерго»)	$I_{кз}^{(3)}$	3 кА
Напряжение при трёхфазном КЗ на шинах 35 кВ (по данным ПАО «Ленэнерго»)	$U_{с.ном}$	35 кВ

Таблица 7 – Параметры силового трансформатора ТМН–6300/35/10 У1

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Номинальная мощность	S_0	6,3 МВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ВН}$	35 кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{НН}$	11 кВ
Диапазон регулирования напряжения	ΔU	$\pm 4 \times 2,5 \%$
Напряжение короткого замыкания	u_K	7,5 %
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{КЗ}$	46,5 кВт
Потери холостого хода	$\Delta P_{ХХ}$	8 кВт

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета токов КЗ составляем две схемы: исходная (рисунок 1) и соответствующая ей схема замещения (рисунок 2).

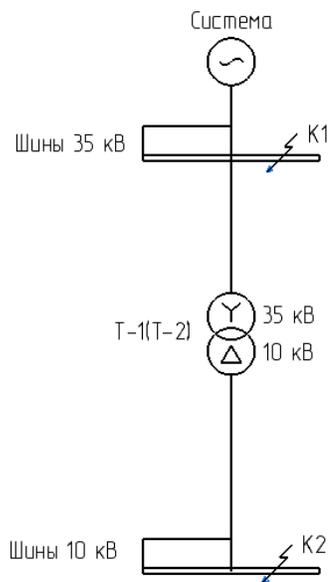


Рисунок 1 – Исходная схема для расчета токов КЗ

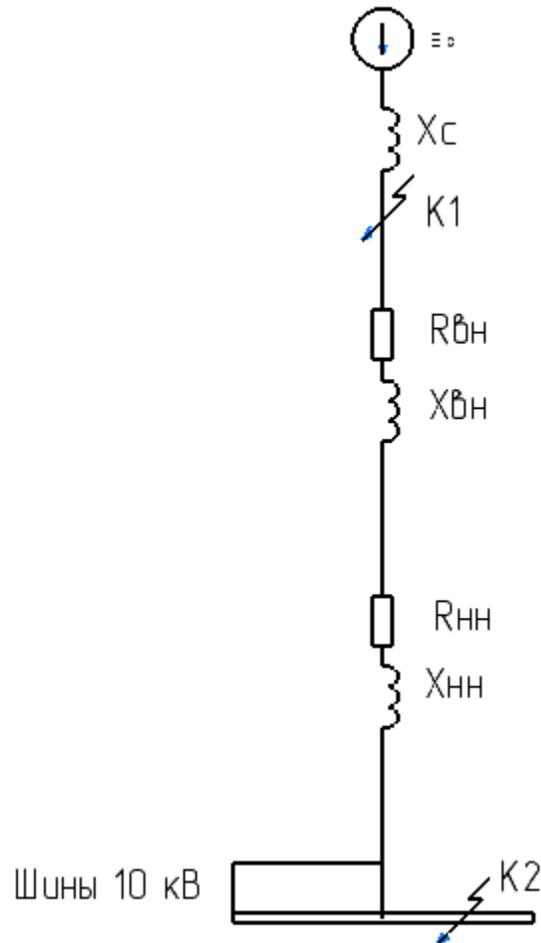


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Рассчитаем параметры системы и силового трансформатора.

Мощность короткого замыкания при КЗ на шинах ВН:

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (5)$$

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3 = 181,87 \text{ МВА.}$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}}. \quad (6)$$

Для отпайки РПН, соответствующей максимальному напряжению системы:

$$X_{с.макс} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot 3} = 9,02 \text{ Ом.}$$

Для отпайки РПН, соответствующей среднему напряжению системы:

$$X_{с.ср} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 3} = 6,74 \text{ Ом.}$$

Для отпайки РПН, соответствующей минимальному напряжению системы:

$$X_{с.мин} = \frac{31,5}{\sqrt{3} \cdot 3} = 5,46 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление системы:

$$r_c \approx \frac{x_c}{15}. \quad (7)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$r_{с.макс} \approx \frac{9,02}{15} = 0,6 \text{ Ом,}$$

$$r_{с.ср} \approx \frac{6,74}{15} = 0,45 \text{ Ом,}$$

$$r_{с.мин} \approx \frac{5,46}{15} = 0,36 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = X_{BH} + X_{HH} = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_T}\right)^2} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_T}. \quad (8)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$X_{T.макс} = \sqrt{\left(\frac{7,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{46,5 \cdot 10^3}{6,3 \cdot 10^6}\right)^2} \cdot \frac{(40,5 \cdot 10^3)^2}{6,3 \cdot 10^6} = 21,39 \text{ Ом},$$

$$X_{T.ср} = \sqrt{\left(\frac{7,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{46,5 \cdot 10^3}{6,3 \cdot 10^6}\right)^2} \cdot \frac{(35 \cdot 10^3)^2}{6,3 \cdot 10^6} = 14,51 \text{ Ом},$$

$$X_{T.мин} = \sqrt{\left(\frac{7,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{46,5 \cdot 10^3}{6,3 \cdot 10^6}\right)^2} \cdot \frac{(31,5 \cdot 10^3)^2}{6,3 \cdot 10^6} = 10,57 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_T = r_{BH} + r_{HH} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{BH}^2}{S_T^2}. \quad (9)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$r_{T.макс} = \frac{46,5 \cdot 10^3 \cdot (40,5 \cdot 10^3)^2}{(6,3 \cdot 10^6)^2} = 1,92 \text{ Ом},$$

$$r_{T.ср} = \frac{46,5 \cdot 10^3 \cdot (35 \cdot 10^3)^2}{(6,3 \cdot 10^6)^2} = 1,44 \text{ Ом},$$

$$r_{T.макс} = \frac{46,5 \cdot 10^3 \cdot (31,5 \cdot 10^3)^2}{(6,3 \cdot 10^6)^2} = 1,16 \text{ Ом}.$$

Выполним расчет токов при КЗ в точке К1.

Эквивалентное индуктивное сопротивление

$$\begin{aligned} X_{\text{ЭКВ}} &= X_{\text{с.ср}}, \\ X_{\text{ЭКВ}} &= 6,74 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (10)$$

Эквивалентное активное сопротивление

$$\begin{aligned} R_{\text{ЭКВ}} &= r_{\text{с.ср}}, \\ R_{\text{ЭКВ}} &= 0,45 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (11)$$

«Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ»
[18]

$$T_a = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{\omega_c \cdot R_{\text{ЭКВ}}}, \quad (12)$$

где « ω_c – синхронная угловая частота напряжения сети» [18]

f – частота источника переменного тока

$$\omega_c = 2\pi \cdot f, \quad (13)$$

$$\omega_c = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \frac{1}{\text{с}},$$

$$T_a = \frac{6,74}{314 \cdot 0,45} = 0,048 \text{ с.}$$

Определим соотношение $X_{\text{ЭКВ}}$ к $R_{\text{ЭКВ}}$. Разница составляет $6,74/0,45=14,9$ раз. При таком соотношении допустимо для расчета ударного коэффициента использовать следующую формулу:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \quad (14)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,048}} = 1,81.$$

Ударный ток, приведенный к $U_{вн}$:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (15)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3000 \cdot 1,81 = 7679 \text{ A.}$$

Выполним расчет токов при КЗ в точке К2.

Эквивалентное индуктивное сопротивление [18]

$$X_{\text{ЭКВ.К2}} = X_T + X_C. \quad (16)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$X_{\text{ЭКВ.К2.МАКС}} = 21,39 + 9,02 = 30,41 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{ЭКВ.К2.СР}} = 14,51 + 6,74 = 21,25 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{ЭКВ.К2.МИНС}} = 10,57 + 5,46 = 16,03 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное активное сопротивление [24]:

$$R_{\text{ЭКВ}} = r_T + r_C. \quad (17)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$R_{\text{ЭКВ.К2.МАКС}} = 1,92 + 0,6 = 2,52 \text{ Ом,}$$

$$R_{\text{ЭКВ.К2.СР}} = 1,44 + 0,45 = 1,89 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{ЭКВ.К2.МИН}} = 1,16 + 0,36 = 1,52 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное полное сопротивление

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{(R_{\text{ЭКВ.К2}})^2 + (X_{\text{ЭКВ.К2}})^2}. \quad (18)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$Z_{\text{ЭКВ.К2.МАКС}} = \sqrt{(2,52)^2 + (30,41)^2} = 30,51 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К2.МАКС}} = \sqrt{(1,89)^2 + (21,25)^2} = 21,33 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К2.МАКС}} = \sqrt{(1,52)^2 + (16,03)^2} = 16,1 \text{ Ом}.$$

Периодическая составляющая тока 3-х фазного КЗ, приведённая к $U_{\text{ВН}}$:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ}}}. \quad (19)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$I_{\text{ПО.К2.МАКС}}^{(3)} = \frac{40,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 30,51} = 766 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.К2.СР}}^{(3)} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 21,33} = 947 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.К2.МАКС}}^{(3)} = \frac{31,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 16,1} = 1130 \text{ А}.$$

Периодическая составляющая тока 3-х фазного КЗ, приведённая к $U_{\text{НН}}$:

$$I_{\text{ПО.к2.НН}}^{(3)} = I_{\text{ПО.к2.}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}. \quad (20)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$I_{\text{ПО.к2.макс.НН}}^{(3)} = 766 \cdot \frac{35 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^3} = 2681 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.к2.ср.НН}}^{(3)} = 947 \cdot \frac{35 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^3} = 3314 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.к2.мин.НН}}^{(3)} = 1130 \cdot \frac{35 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^3} = 3955 \text{ А}.$$

Периодическая составляющая тока 2-х фазного КЗ, приведённая к $U_{\text{ВН}}$:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.к2.}}^{(3)}. \quad (21)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$I_{\text{ПО.макс}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 766 = 663 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.ср}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 947 = 820 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1130 = 979 \text{ А}.$$

Периодическая составляющая тока 2-х фазного КЗ, приведённая к $U_{\text{НН}}$:

$$I_{\text{ПО.к2.НН}}^{(2)} = I_{\text{ПО.к2.}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}. \quad (22)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$I_{\text{ПО.К2.НН.макс}}^{(2)} = 663 \cdot \frac{35}{10} = 2320 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ПО.К2.НН.ср}}^{(2)} = 820 \cdot \frac{35}{10} = 2870 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ПО.К2.НН.мин}}^{(2)} = 979 \cdot \frac{35}{10} = 3426 \text{ А.}$$

«Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ»
[18]:

$$T_{a.К2} = \frac{X_{\text{ЭКВ.К2}}}{\omega_c \cdot R_{\text{ЭКВ.К2}}}, \quad (23)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$T_{a.К2} = \frac{30,41}{314 \cdot 2,52} = 0,038 \text{ с,}$$

$$T_{a.К2} = \frac{21,25}{314 \cdot 1,89} = 0,036 \text{ с,}$$

$$T_{a.К2} = \frac{16,03}{314 \cdot 1,52} = 0,034 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.К2}}}, \quad (24)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$K_{уд.к2.макс} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,038}} = 1,77,$$

$$K_{уд.к2.ср} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,036}} = 1,76,$$

$$K_{уд.к2.мин} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,034}} = 1,75,$$

Ударный ток, приведенный к $U_{вн}$:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к3}^{(3)} \cdot K_{уд.к2}, \quad (25)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$i_{уд.макс} = \sqrt{2} \cdot 766 \cdot 1,77 = 1917 \text{ A},$$

$$i_{уд.ср} = \sqrt{2} \cdot 947 \cdot 1,76 = 2357 \text{ A},$$

$$i_{уд.мин} = \sqrt{2} \cdot 1130 \cdot 1,75 = 2797 \text{ A}.$$

Ударный ток, приведенный к $U_{нн}$:

$$i_{уд(нн)} = i_{уд} \cdot \frac{U_{вн}}{U_{нн}}. \quad (26)$$

Рассчитываем для трех уровней напряжения:

$$i_{уд(нн).макс} = 1917 \cdot \frac{35}{10} = 6709 \text{ A},$$

$$i_{уд(нн).ср} = 2357 \cdot \frac{35}{10} = 8249 \text{ A},$$

$$i_{уд(нн).мин} = 2797 \cdot \frac{35}{10} = 9789 \text{ A}.$$

2.4 Выбор силового высоковольтного оборудования

2.4.1 Выбор и проверка выключателей

«Выбор выключателей по рабочим продолжительным режимам производится по условиям» [25]:

$$U_{\text{нв}} \geq U_{\text{нс}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}, \quad (28)$$

где « $U_{\text{нв}}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{\text{нс}}$ – номинальное напряжение сети;

$I_{\text{н}}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{\text{р}}$ – наибольший рабочий ток, равный расчетному току продолжительного режима» [3].

Наибольшие рабочие токи присоединений 10 кВ определены ранее и занесены в таблицу 5.

«Проверка выключателей на электродинамическую стойкость производится по условию» [25]:

$$I_{\text{эд}} \geq I_{\text{уд.макс}}, \quad (29)$$

где « $I_{\text{эд}}$ – ток электродинамической стойкости аппарата;

$I_{\text{уд.макс}}$ – максимальный ударный ток трехфазного КЗ» [20].

«Проверка выключателей на термическую стойкость производится по условию» [28]:

$$B_{к.а} \geq B_{к} , \quad (30)$$

где « $B_{к}$ – тепловой импульс (интеграл Джоуля) по расчету;

$B_{к.а}$ – допустимый для аппарата тепловой импульс» [20].

«Расчетный тепловой импульс определяется по выражению» [20]:

$$B_{к} = I_{\text{ПО}}^2 (\tau + T_a) , \quad (31)$$

где $I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая максимального тока трехфазного КЗ;

« τ – время отключения присоединения при КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (по 001–16–ИОС1.1–ЭП.ТКЗ)» [20].

«Время отключения присоединения при КЗ определяется по выражению» [20]:

$$t_{\text{откл.кз}} = t_{\text{откл.рз}} + t_{\text{откл.в}} , \quad (32)$$

где « $t_{\text{откл.рз}}$ – время отключения присоединения устройствами РЗ;

$t_{\text{откл.в}}$ – полное время отключения выключателя» [19].

«Допустимый тепловой импульс определяется по выражению» [20]:

$$B_{к} = I_t^2 \cdot t_t , \quad (33)$$

где « I_t – ток термической стойкости;

t_t – время термической стойкости (по паспортным данным)» [20].

Результаты расчета представлены в таблице А1 приложения А.

По результатам расчётов сформированы требования к техническим характеристикам выключателей 10 кВ, устанавливаемых в ячейках КРУМ 10 кВ. Технические характеристики приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выключателей 10 кВ

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Сквозной ток короткого замыкания:	
– ток электродинамической стойкости (наибольший пик), кА:	51
– ток термической стойкости, кА	20
– время протекания тока термической стойкости, с	3
Полное время отключения, мс	55
Собственное время отключения, мс	45
Собственное время включения, мс	90
Нормированное процентное содержание апериодической составляющей, %	30
Номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления привода, В	220
Токи потребления электромагнитов управления, А	
– включающих	0,32
– отключающих	0,07
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	У2

2.4.2 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей

«Выбор разъединителей и заземлителей по рабочим продолжительным режимам производится по условиям» [27]:

$$U_{\text{нр}} \geq U_{\text{нс}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{прод.р}}, \quad (35)$$

где $U_{\text{нр}}$ – номинальное напряжение разъединителя и заземлителя;

$U_{\text{нс}}$ – номинальное напряжение сети;

$I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток разъединителя и заземлителя;
 $I_{\text{прод.р}}$ – наибольший рабочий ток, равный расчетному току продолжительного режима» [13].

«Проверка разъединителей и заземлителей на электродинамическую и термическую стойкость производится по условию» [27]:

$$I_{\text{эд.раз}} \geq I_{\text{уд.макс}}, \quad (36)$$

где « $I_{\text{эд.раз}}$ – ток электродинамической стойкости аппарата;
 $I_{\text{уд.макс}}$ – максимальный ударный ток трехфазного КЗ» [19].

«Проверка разъединителей и заземлителя на термическую стойкость производится по условию» [27]:

$$V_{\text{к.раз}} \geq V_{\text{к}}, \quad (37)$$

где « $V_{\text{к}}$ – тепловой импульс (интеграл Джоуля) по расчету;
 $V_{\text{к.раз}}$ – допустимый для аппарата тепловой импульс» [19].

Результаты расчета представлены в таблице А2 приложения А.

По результатам расчётов сформированы требования к техническим характеристикам разъединителей 35 кВ, устанавливаемых на присоединениях ВЛ 35 кВ и в рабочей перемычке 35 кВ. Технические характеристики приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Технические характеристики разъединителей ВЛ 35 кВ

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1000
Количество заземляющих ножей	2
Количество полюсов главных и заземляющих ножей	3
Сквозной ток короткого замыкания:	
– ток электродинамической стойкости (наибольший пик), кА:	50
– ток термической стойкости, кА	20
– время тока термической стойкости для контактного ножа, с	3
– время протекания тока термической стойкости заземлителей, с	1
Приводы:	–
– контактных ножей	Электродвигательный
– заземляющих ножей	Электродвигательный
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ1

Таблица 10 – Технические характеристики разъединителей рабочей перемычки 35 кВ

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1000
Количество заземляющих ножей	2
Количество полюсов главных и заземляющих ножей	3
Сквозной ток короткого замыкания:	
– ток электродинамической стойкости (наибольший пик), кА:	50
– ток термической стойкости, кА	20
– время протекания тока термической стойкости контактного ножа, с	3
– время протекания тока термической стойкости для заземлителей, с	1
Приводы:	
– контактных ножей	Ручной
– заземляющих ножей	Ручной
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	УХЛ1

2.4.3 Выбор трансформаторов тока

Условия выбора трансформаторов тока по требуемому классу точности.

«Класс точности вторичных обмоток трансформаторов тока согласно требованиям технического задания должен быть следующим:

- класс точности обмоток для целей АИИС КУЭ/ТУЭ должен быть равен 0,5S для всех присоединений 10 кВ;
- класс точности обмоток для целей измерений и АСУ ТП должен быть равен 0,5 для всех присоединений 10 кВ;
- класс точности обмоток для целей РЗА и ПА должен быть равен 10P для всех присоединений и 10 кВ.

Условия выбора требуемого количества вторичных обмоток трансформаторов тока. Количество вторичных обмоток трансформаторов тока выбирается, исходя из следующих условий:

- на всех присоединениях 10 кВ должна быть предусмотрена обмотка класса точности 0,5S для целей АИИС КУЭ/ТУЭ;
- на всех присоединениях 10 кВ должна быть предусмотрена обмотка класса точности 0,5 для целей измерений и АСУ ТП;
- количество обмоток для целей РЗА и ПА выбирается с учётом обеспечения резервирования защит, при котором основные и резервные защиты каждого элемента сети включаются на разные обмотки трансформаторов тока» [23].

Технические характеристики выбранных трансформаторов тока на продолжительный ток 1000А показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики трансформаторов тока 10 кВ, 1000/5А

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный первичный ток, А	1000
Номинальный вторичный ток, А	5

Продолжение таблицы 11

Наименование	Значение
Количество вторичных обмоток	4 (1 – учёт, 1 – изм., 2 – РЗА)
Номинальный класс точности:	–
– обмоток для измерения и учёта	0,5S; 0,5
– обмоток для защиты	10P
Номинальный коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений	10
Сквозной ток короткого замыкания:	–
– ток электродинамической стойкости (наибольший пик), кА:	100
– ток термической стойкости, кА	40
– время протекания тока термической стойкости, с	1
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	У3

2.4.4 Выбор трансформаторов напряжения

«Условия выбора трансформаторов напряжения по требуемому классу точности.

Класс точности вторичных обмоток трансформаторов напряжения согласно требованиям технического задания должен быть следующим:

- класс точности обмоток для целей АИИС КУЭ/ТУЭ должен быть равен 0,2 для присоединений 10 кВ;
- класс точности обмоток для целей измерений, АСУ ТП должен быть равен 0,5 для всех присоединений 10 кВ;
- класс точности обмоток для целей РЗА и ПА должен быть равен 3 (разомкнутый треугольник) для всех присоединений 10 кВ» [4].

«Условия выбора требуемого количества и схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов напряжения» [2].

«Количество вторичных обмоток трансформаторов напряжения выбирается, исходя из следующего условия – на шинных ТН 10 кВ должна быть предусмотрена обмотка, соединенная в разомкнутый треугольник, класса точности 3 для целей РЗА и ПА» [2].

Технические характеристики выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименование	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки, кВ	12
Количество вторичных обмоток	3
Группа соединения обмоток	1/1/1-0-0-0
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ:	–
– основной №1	$0,1/\sqrt{3}$
– основной №2	$0,1/\sqrt{3}$
– дополнительной	0,1
Номинальный класс точности вторичной обмотки:	–
– основной №1	0,2
– основной №2	0,5
– дополнительной	3,0
Номинальные вторичные нагрузки с $\cos \varphi = 0,8$:	–
– основной №1 (для измерений в классе точности 0,2), ВА	50 (3 фазы – 150)
– основной №2	75
– дополнительной, ВА	300
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	У2

2.5 Порядок проведения работ

Реконструкция ведётся в две стадии, порядок проведения работ приведён в таблицах 13 и 14. В ходе реконструкции предполагается устройство временных кабельных связей для целей перевода питания фидеров 10 кВ на время реконструкции с одной на другую секцию шин 10 кВ [8].

Порядок перевода фидеров 10 кВ приведён в таблицах 15 и 16. Перечень оборудования, изделий и материалов, необходимых для устройства временных кабельных связей приведён в таблице 17.

Таблица 13 – Порядок проведения работ по реконструкции на стадии №1

Наименование	Примечание
Демонтаж ограждения ПС в объёме стадии	–
Расшиновка ВЛ на участке 2 сек. КРУН 10 кВ	Первая опора ВЛ 10 кВ для фидеров 2 сек. 10 кВ.
Перевод питания фидеров 10 кВ 2 сек. КРУН 10 кВ на 1 сек. КРУН 10 кВ	Устройство временных кабельных вставок 10 кВ
Демонтаж Т–2 и его ошиновки	–
Демонтаж 2 сек. КРУН 10 кВ	–
Демонтаж разрядников 35 кВ Т–2	–
Демонтаж разъединителя 35 кВ ЛР–2/л. КТ–1	–
Демонтаж разъединителя 35 кВ СР–2	–
Монтаж маслосборника	–
Монтаж вновь устанавливаемых фундамента Т–2, маслоприёмника Т–2	Системы маслостоков трансформатора Т–2
Монтаж нового трансформатора Т–2 и его ошиновки	–
Монтаж ОПН 35 кВ Т–2	–
Монтаж 2 сек. КРУМ 10 кВ	–
Монтаж разъединителя 35 кВ ЛР–2/л. КТ–1 с двумя заземляющими ножами в комплекте с электродвигательными приводами главных и заземляющих ножей	–
Монтаж разъединителя 35 кВ СР–2 с двумя заземляющими ножами в комплекте с ручными приводами главных и заземляющих ножей	–
Монтаж контура заземления вновь установленного оборудования в объёме стадии с присоединением к существующему контуру заземления ПС	–
Проведение пуско–наладочных работ в объёме стадии	–
Ввод в эксплуатацию установленного оборудования подстанции в объёме стадии	–
Демонтаж временной схемы питания потребителей 2 сек. 10 кВ,	организация постоянной схемы питания от вновь установленной 2 сек. КРУМ 10 кВ
Устройство внешнего ограждения ПС в объёме стадии	–

Таблица 14 – Порядок проведения работ по реконструкции на Стадии №2

Наименование	Примечание
Демонтаж ограждения ПС в объёме Стадии подготовки	–

Продолжение таблицы 14

Наименование	Примечание
Расшиновка ВЛ на участке 1 сек. КРУН 10 кВ – первая опора ВЛ 10 кВ для фидеров 1 сек. 10 кВ.	Первая опора ВЛ 10 кВ для фидеров 2 сек. 10 кВ.
Перевод питания фидеров 10 кВ 1 сек. КРУН 10 кВ на 2 сек. КРУМ 10 кВ (устройство временных кабельных вставок 10 кВ)	Устройство временных кабельных вставок 10 кВ
Демонтаж Т–1 и его ошиновки	–
Демонтаж 1 сек. КРУН 10 кВ	–
Демонтаж разрядников 35 кВ Т–1	–
Демонтаж разъединителя 35 кВ ЛР–1/л. КТ–2	–
Демонтаж разъединителя 35 кВ СР–1	–
Монтаж вновь устанавливаемых фундамента Т–2, маслоприёмника Т–1 и системы маслостокков трансформатора Т–1	–
Монтаж нового трансформатора Т–1 и его ошиновки	–
Монтаж ОПН 35 кВ Т–1	–
Монтаж 1 сек. КРУМ 10 кВ	–
Монтаж разъединителя 35 кВ ЛР–1/л. КТ–2 с двумя заземляющими ножами в комплекте с электродвигательными приводами главных и заземляющих ножей	–
Монтаж разъединителя 35 кВ СР–1 с двумя заземляющими ножами в комплекте с ручными приводами главных и заземляющих ножей	–
Монтаж секционной перемычки между 1 сек. КРУМ 10 кВ и 2 сек. КРУМ 10 кВ	–
Монтаж контура заземления вновь установленного оборудования в объёме стадии с присоединением к существующему контуру заземления ПС	–
Проведение пуско–наладочных работ в объёме стадии	–
Ввод в эксплуатацию установленного оборудования подстанции в объёме стадии	–
Демонтаж временной схемы питания потребителей 1 сек. 10 кВ, организация постоянной схемы питания от вновь установленной 1 сек. КРУМ 10 кВ	–
Устройство внешнего ограждения ПС в объёме стадии	–
Благоустройство территории подстанции	–

Таблица 15 – Порядок перевода фидеров 10 кВ на Стадии №1

Наименование фидера	Исходная ячейка	Ячейка для подключения временного	Примечание
Л–5. Косколово	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–5	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–5	Перезавод ВЛ в КЛ на время сооружения 2 сек. КРУМ 10 кВ
Л–6. Нежново	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–6	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–6	Перезавод ВЛ в КЛ на время сооружения 2 сек. КРУМ 10 кВ
Л–7. Хаболово	2 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–7	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–2	–
Л–8. АБЗ	2 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–8	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–3	–

Таблица 16 – Порядок перевода фидеров 10 кВ на Стадии №2

Наименование фидера	Исходная ячейка	Ячейка для подключения временного	Примечание
Л–1. Рудилово	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–1	2 сек. 10 кВ КРУМ, яч. Л–6	–
Л–2. Кайболово	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–2	2 сек. 10 кВ КРУМ, яч. Л–7	–
Л–3. Удосолово	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–3	2 сек. 10 кВ КРУМ, яч. Л–8	–
Л–4. Павлово	1 сек. 10 кВ КРУН, яч. Л–4	2 сек. 10 кВ КРУМ, яч. Л–5	–

Таблица 17 – Перечень оборудования, изделий и материалов, необходимых для устройства временных кабельных связей на Стадии №1 и №2

Наименование	Единицы измерения	Количество	Примечание
Кабель силовой 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией, в свинцовой оболочке АСБ–10 3х120	м	187	–
Муфта концевая наружной установки для кабеля АСБ–10 3х120	шт.	4	–
Муфта концевая внутренней установки для кабеля АСБ–10 3х120	шт.	4	–

Выводы по разделу 2.

Выбранное электрооборудование для применения в модернизируемой тяговой подстанции полностью удовлетворяют предъявляемым требованиям, соответствуют протекающим токам, обеспечивает бесперебойное электроснабжение.

«Применение современных цифровых устройств в проектировании релейной защиты трансформатора позволяет улучшить такие эксплуатационные качества, как:

- надежность, быстроедействие и непрерывный автоматический контроль, и самодиагностика;
- малое потребление электроэнергии от измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- возможность регистрации в памяти ЦР параметров аварийных режимов;
- возможность реализации более сложных и совершенных алгоритмов защиты и управления электроэнергетического объекта, удобство наладки, настройки и эксплуатации, а также сервисные возможности;
- интеграция с системами оперативного и автоматического управления, позволяющая создать терминал в пределах одного защищаемого объекта» [10].

3 Охрана труда и техника безопасности на подстанции

3.1 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащиты

«Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции все нетоковедущие металлические части электрооборудования подлежат защитному заземлению или занулению. Для зануления используется нулевой провод, соединённый с глухозаземлённой нейтралью трансформатора.

В электроустановках до 1 кВ выполнено зануление (применена система TN–C–S), а выше 1 кВ – заземление» [7].

С целью уравнивания потенциалов в помещениях и наружных установках, в которых применяется заземление или зануление, все строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса технологического оборудования, воздухопроводы вентиляционных систем присоединены к сети заземления и зануления.

Защита от прямых ударов молнии оборудования ОРУ 35 кВ, силовых трансформаторов, 1 сек. КРУМ 10 кВ и 2 сек. КРУМ 10 кВ обеспечивается молниеотводами, установленными на порталах. Все соединения системы молниезащиты выполняются сварные.

Заземляющее устройство подстанции рассчитано по нормативам на допустимую величину сопротивления растеканию (сопротивление заземляющего контура ≤ 4 Ом). Заземляющее устройство выполнено в виде контура вокруг 1 сек. КРУМ 10 кВ и 2 сек. КРУМ 10 кВ и сетки на территории ОРУ 35 кВ из горизонтальных заземлителей, выполненных полосовой оцинкованной сталью сечением 40x5 мм, проложенной на глубине 0,5–0,7 м. и вертикальных заземлителей, выполненных из угловой стали 50x50x5 мм длиной

5 м. «Если при измерении заземляющего контура фактическое сопротивление будет больше 4 Ом, необходимо дополнительно установить вертикальные заземляющие стержни. Все соединения элементов и все работы по подземной части заземляющего устройства выполнить сваркой внахлест» [7]. Сварные швы, расположенные в земле, после монтажа покрыть битумом для защиты от коррозии (ГОСТ 5264–80). В качестве естественных заземлителей также используются металлические конструкции и арматура ж/б конструкций, имеющих надежное соприкосновение с землей.

«На дне кабельных лотков (каналов) предусматривается укладка стальной полосы сечением 40x5 мм, к которой присоединяются металлические конструкции лотков (каналов).

Внутреннее заземление модулей 1 сек. КРУМ 10 кВ и 2 сек. КРУМ 10 кВ выполнено полосовой сталью сечением 40x5 мм и соединяется с наружным контуром заземления в нескольких местах. Внутри модулей КРУМ 10 кВ необходимо выполнить сварку арматуры каркаса.

Для защиты от внутренних перенапряжений, оборудование защищается ограничителями перенапряжений, обладающими достаточной энергоёмкостью, необходимым защитным уровнем и взрывобезопасностью» [27]. «Количество комплектов ограничителей перенапряжений и место их установки выбирались в соответствии с требованиями ПУЭ. Защитные характеристики ОПН скоординированы с изоляцией защищаемого оборудования» [14].

Для защиты от прямых ударов молнии на трансформаторных порталах устанавливаются молниеотводы ТС–5 (серия 3.407.1–137.1–003). Установка производится с использованием существующих тросостоек ТС–4.

Защита модулей КРУМ 10 кВ выполняется с помощью молниеприёмных сеток, уложенных на крыше. Молниеприёмная сетка выполнена из стальной проволоки диаметром 8 мм и уложена непосредственно на кровлю модуля. Сетки имеют ячейки 1,6x1,6 м. Узлы сетки соединены сваркой. Токоотводы,

соединяющие молниеприёмную сетку с заземляющим устройством, проложены по углам модулей.

3.2 Безопасность электрических сетей

Сеть электроснабжения напряжением до 1 кВ принята с глухо заземленной нейтралью, сеть 10 кВ – с изолированной нейтралью.

Прокладка электрических сетей предусмотрена по кабельным конструкциям (каналам, лоткам, коробам).

Сети внутреннего освещения и розеточная сеть, как правило, прокладываются по кабельным лоткам, монтируемым к потолочным перекрытиям модулей подстанции. Если по трассе прокладки данных сетей имеются кабельные каналы в полу, то данные сети прокладываются в кабельных конструкциях.

Силовые цепи и цепи управления предусматриваются кабелями с медными жилами.

Проектом предусмотрены следующие марки кабелей:

- ВВГнг–LS – для электрических сетей до 1 кВ, сетей рабочего освещения;
- ВВГнг–FRLS – для сетей аварийного освещения [5];
- АСБ–10 – для кабельной вставки потребительских линий от ячеек КРУМ 10 кВ до узла перехода КЛ 10 кВ в ВЛ 10 кВ (для временных кабельных связей 10 кВ);
- КГВВнг–LS и КГВЭВнг–LS – для цепей управления и контроля.

Кабели выбраны по допустимой токовой нагрузке с последующей проверкой на потерю напряжения и на отключение защитным аппаратом тока КЗ в наиболее удалённой точке сети.

Выводы по разделу 3.

Выполнение требований по технике безопасности и охране труда позволяет избежать возникновения несчастных случаев на производстве и сохранить здоровье работающих.

Для зануления используется нулевой провод, соединённый с глухозаземлённой нейтралью трансформатора.

С целью уравнивания потенциалов все строительные и производственные конструкции присоединены к сети заземления и зануления.

Защита от прямых ударов молнии оборудования ОРУ обеспечивается молниеотводами, установленными на порталах. Все соединения системы молниезащиты выполнены сварными. Защита модулей КРУМ выполняется с помощью молниеприёмных сеток, уложенных на крыше.

Сеть электроснабжения напряжением до 1 кВ принята с глухо заземленной нейтралью, сеть 10 кВ – с изолированной нейтралью. Прокладка электрических сетей предусмотрена по кабельным конструкциям (каналам, лоткам, коробам).

Заключение

В объёме реконструкции подстанции устанавливаются новые силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 типа ТМН-6300/35 У1 мощностью 6,3 МВА, напряжением обмоток $35 \pm 4 \times 2,5\% / 11$ кВ, подключаемые через существующие выключатели и разъединители к 1 (2) сек. 35 кВ. Для защиты силовых трансформаторов от грозовых и коммутационных перенапряжений на вводах 35 кВ устанавливаются ограничители перенапряжения, взамен существующих вентильных разрядников. Для соответствия требованиям ПУЭ выполняется замена существующих разъединителей ВЛ 35 кВ с ручными приводами главных и заземляющих ножей на разъединители с электродвигательными приводами, а также замена существующих разъединителей рабочей перемычки 35 кВ с одним заземляющим ножом на разъединители 35 кВ с двумя заземляющими ножами и ручными приводами главных и заземляющих ножей. Вновь устанавливаемые разъединители 35 кВ устанавливаются на существующих строительных конструкциях.

Подстанция может служить для электроснабжения потребителей всех категорий по надёжности электроснабжения.

Существующие абоненты 10 кВ имеют третью категорию надёжности электроснабжения.

Существующее открытое распределительное устройство (ОРУ 35 кВ), выполнено по схеме 35-5 АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки». Не подлежит реконструкции.

Вновь устанавливаемое КРУМ 10 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

Качество электроэнергии соответствует действующим нормам и стандартам РФ.

Принятые проектные решения предусматривают взаимное резервирование ВЛ 35 кВ и трансформаторной мощности, что обеспечивает передачу электроэнергии на распределительные устройства потребителей в рабочем и аварийном режимах.

Вновь устанавливаемые трансформаторы имеют 100% резервирование мощности. Проектом предусматриваются следующие мероприятия и технологические решения по экономии электроэнергии:

- применение современного оборудования с малыми потерями электроэнергии, с низким энергопотреблением и с высоким КПД;
- применение светильников с энергосберегающими лампами;
- применение кабелей и проводов с медными жилами;
- применение систем автоматизации технологических процессов.

Принятые проектные решения не предусматривают компенсацию реактивной мощности на подстанции. В случае необходимости компенсация реактивной мощности осуществляется со стороны потребителей для целей минимизации потерь электрической энергии при передаче и повышения пропускной способности элементов электрической сети.

Выбор силового оборудования 35 и 10 кВ по условиям рабочих продолжительных режимов и проверка этого оборудования к действию токов короткого замыкания по термической и электродинамической стойкости. Для выключателей выполнена проверка на коммутационную способность.

Список используемых источников

1. Вакуумные выключатели ВВ/TEL, ВВУ–СЭЩ, ВБМ, КВТ–10 от 6 до 20 кВ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Elec.Ru» URL: <https://www.elec.ru/doska/prodam-vakuumnye-vykljuchateli-bb-tel-vvu-sesch-vb-1238473880/> (дата обращения: 11.02.2024 г)
2. Выбор силового трансформатора [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Трансформатор.PRO» URL: <https://transformatory.pro/transformatory/vybor/> (дата обращения: 23.03.2024 г)
3. Выключатель ВГБЭ–35 [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Элпромсервис» URL: https://www.epromstroy.ru/elegazovye-vyklyuchateli/elegazovye-vyklyuchateli_75.html (дата обращения: 11.02.2024 г).
4. Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)–НТЗ 6–35 кВ классов точности 0,2–0,5 [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Энергомаркет» URL: <https://resursenergосnab.ru/vysokovoltное-oborudovanie/izmeritelnye-transformatory-toka-napryazheniya/znol-znolp-ntz-6-10-20-35/> (дата обращения: 16.02.2024 г)
5. Кабель ВВГнг-FRLS [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ELCN» URL: <https://www.elcn.ru/inf/3868/> (дата обращения: 25.03.2024 г)
6. КРУС–СЭЩ–75 6, 10 кВ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Электрощит Самара» URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/krus-seshch-75-6-10-kv/> (дата обращения: 11.02.2024 г)
7. Молниезащита подстанций и трансформаторов [Электронный ресурс] : Информационный портал «Алеф–ЭМ» URL: https://groze.net/services/molniezashchita_podstantsii/ (дата обращения: 18.02.2024 г)
8. Новиков П. П. О реконструкции подстанций и ее необходимости / П. П. Новиков, А. А. Дягилев. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. —

2021. — № 18 (360). — С. 109-111. — URL: <https://moluch.ru/archive/360/80412/> (дата обращения: 12.05.2024).

9. ОПН–35 и ОПНп–35УХЛ1 [Электронный ресурс] : Информационный портал «Razrad.RU» URL: <http://www.razrad.ru/cat/rdz35-rdz110/> (дата обращения: 15.02.2024 г)

10. Определение приведенных затрат электрической сети [Электронный ресурс] : Информационный портал «Электростанции» URL: <http://elektro-dox.ru/proekt/32.html> (дата обращения: 22.02.2024 г)

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии. ПТЭЭП с изменениями 2022 г. [Электронный ресурс] : URL: <https://tech-expro.ru/articles/pravila-pteeep/> (дата обращения: 13.02.2024 г).

12. ПС-3 Котлы [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Energybase.ru» URL: <https://energybase.ru/substation/lenenergo-ps-3-boilers> (дата обращения: 11.02.2024 г).

13. Разъединители РДЗ–35 [Электронный ресурс] : Информационный портал «Razrad.RU» URL: <http://www.razrad.ru/cat/rdz35-rdz110/> (дата обращения: 15.02.2024 г)

14. Расчет защитного заземления на подстанции [Электронный ресурс] : Информационный портал «Energy-System» URL: <https://energy-systems.ru/main-articles/proektirovanie-elektriki/1911-raschet-zashhitnogo-zazemlenija-podstancii> (дата обращения: 18.03.2024 г)

15. Расчет электрической мощности трансформаторной подстанции [Электронный ресурс] : Информационный портал «Studbooks.net» URL: https://studbooks.net/1831953/matematika_himiya_fizika/raschet_moschnosti_transformornoj_podstantsii (дата обращения: 10.03.2024 г)

16. Расчет электрической нагрузки [Электронный ресурс] : Информационный портал «Школа для электрика» URL:

<https://electricalschool.info/main/elsnabg/1162-raschet-jelektricheskikh-nagruzok.html> (дата обращения: 12.03.2024 г)

17. Рекомендации по выбору и применению ОПН для оптимальной защиты электрооборудования [Электронный ресурс] : Информационный портал «Elec.RU» URL: <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/98/> (дата обращения: 18.03.2024 г)

18. Руководящие указания по расчету токов КЗ и выбору электрооборудования РД 153.34.0-20.527. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.docload.ru/Basesdoc/39/39520/index.htm> (дата обращения: 24.03.2024 г)

19. Сайтбаталова Р.С., Варламов Н.И. Практические методы расчета токов короткого замыкания. URL: https://lib.kgeu.ru/irbis64r_15/scan/10%D1%8D%D0%BB.pdf (дата обращения: 13.02.2024 г)/

20. Способы определения ударного коэффициента и соответственно ударного тока короткого замыкания [Электронный ресурс] : Информационный портал «OzLib.com» URL: https://ozlib.com/855813/tehnika/sposoby_opredeleniya_udarnogo_koeffitsienta_sootvetstvenno_udarnogo_toka_korotkogo_zamykaniya (дата обращения: 19.02.2024 г)

21. Техничко-экономический расчет трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] : Информационный портал «StudFile.net» URL: <https://studfile.net/preview/4617227/page:8/> (дата обращения: 20.02.2024 г)

22. Трансформатор ТМН-6300/35 с РПН [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Русский трансформатор» URL: <http://www.rus-trans.com/?ukey=product&productID=1194> (дата обращения: 11.02.2024 г)

23. Трансформатор тока ТОЛ-10-600/5 0,5/10Р УХЛ2.1 [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Эллевин Электроприборы» URL: <https://www.ellevin.ru/cat/transformatori-toka/transformator-toka-tol-10-600-5-0-5-10r-ukhl2-1-szt013-1416> (дата обращения: 14.02.2024 г)

24. Эквивалентные параметры двухполюсника на синусоидальном токе [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «EELib» URL: https://eelib.narod.ru/toe/Novg_2.01/07/Ct07-4.htm (дата обращения: 20.02.2024 г)

25. Элегазовые выключатели: плюсы и минусы эксплуатации [Электронный ресурс] : Информационный портал «Школа для электрика» URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/839-jelegazovye-vykljuchateli-pljusy-i.html> (дата обращения: 06.03.2024 г)

26. Electric Power: Definition, Advantage and Disadvantages [electronic resource] URL: <https://www.toppr.com/guides/physics/current-electricity/electric-power/> (дата обращения: 15.02.2024 г).

27. Equipment Strategy For High Voltage Disconnectors and Earthing Switches [electronic resource] URL: https://www.powerlink.com.au/sites/default/files/2018-06/Equipment%20Strategy%20For%20High%20Voltage%20Disconnectors%20and%20Earthing%20Switches_0.pdf (дата обращения: 02.03.2024 г).

28. Limit Switch Testing Guide [electronic resource] URL: <https://tameson.com/pages/limit-switch-testing> (дата обращения: 15.02.2024 г).

29. LV, MV and HV power lines – construction and modernization [electronic resource] URL: <https://www.eltelnetworks.pl/pl-en/offer/power-lines/> (дата обращения: 15.02.2024 г).

30. Overvoltage Protection. Created by: Glen Zhu [electronic resource] URL: https://lsp-global.translate.goog/overvoltage-protection/?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=ru&_x_tr_hl=ru&_x_tr_pto=sc (дата обращения: 15.02.2024 г).

Приложение А Результаты расчета высоковольтных аппаратов

Таблица А1 Выбор и проверка выключателей на электродинамическую и термическую стойкость

Присоединение	Тип выключателя	Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов				Проверка на электродинам. стойкость		Проверка на термическую стойкость								
		U _{нв} , кВ	U _{нс} ,кВ	I _н , А	I _р , А	I _{эд} ,кА	I _{уд.макс} ,кА	I _{ПО} ,кА	t _{откл.кз} ,с	t _{откл.рз} ,с	t _{откл.в} ,с	T _а , с	I _т , кА	t _т , с	В, кА	В _к , кА ² с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Выключатели 10 кВ																
1,2 сек. 10 кВ Т-1 и Т-2	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	715	51	11	4,323	1,5	0,055	1,555	0,042	20	3	1200	30
СВ 10 кВ 1 сек.	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	501	51	11	4,323	1,5	0,055	1,555	0,042	20	3	1200	30
СВ 10 кВ 2 сек.	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	501	51	11	4,323	1,5	0,055	1,555	0,042	20	3	1200	30
ТСН-1 и ТСН-2 ст. 10 кВ	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	44	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	1200	11
Л-1. Рудилово	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	100	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	1200	11
Л-2. Кайболово	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	100	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	1200	11

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Л-3. Удосолово	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	75	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	120 0	11
Л-4. Павлово	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	50	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	120 0	11
Л-5. Косколово	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	50	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	120 0	11
Л-6. Нежново	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	100	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	120 0	11
Л-7. Хаболово	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	150	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	120 0	11
Л-8. АБЗ	выключатель вакуумный 10 кВ, 1000 А, 20 кА	10	10	1000	75	51	11	4,323	0,5	0,055	0,555	0,042	20	3	120 0	11

Таблица А2 – Выбор и проверка разъединителей на электродинамическую и термическую стойкость

Присоединение	Тип разъединителя	Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов				Проверка на электродинамическую стойкость		Проверка на термическую стойкость						
		$U_{нв}, \text{кВ}$	$U_{ис}, \text{кВ}$	$I_{н}, \text{А}$	$I_{р}, \text{А}$	$I_{эд}, \text{кА}$	$I_{уд.макс}, \text{кА}$	$I_{по}, \text{кА}$	$t_{откл.кз}, \text{с}$	$t_{откл.рз}, \text{с}$	$t_{откл.в}, \text{с}$	$T_{а}, \text{с}$	$I_{т}, \text{кА}$	$t_{т}, \text{с}$
Разъединители 220 кВ														
ВЛ 35 кВ Котельская–1	Разъединитель 35 кВ, 1000 А, 20 кА	35	35	1000	390	50	7,679	3	1,555	0,08	20	3	1200	15
ВЛ 35 кВ Котельская–2	Разъединитель 35 кВ, 1000 А, 20 кА	35	35	1000	390	50	7,679	3	1,555	0,08	20	3	1200	15
Рабочая перемычка 35 кВ	Разъединитель 35 кВ, 1000 А, 20 кА	35	35	1000	390	50	7,679	3	1,555	0,08	20	3	1200	15