

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 Модернизация электрической части ОРУ 220 кВ подстанции «Левобережная»

Обучающийся

Е.С. Марчуков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2025

Аннотация

В бакалаврской работе были рассмотрены работы по расширению ОРУ 220 кВ подстанции Левобережная, связанные с подключением новой линии напряжением 220 кВ от АЭС БРЕСТ. Произведен выбор основного электротехнического оборудования, устанавливаемого на подстанции высоковольтного выключателя, разъединителей, встроенных трансформаторов тока и ошиновки. Произведён расчёт дополнительных нагрузок на систему собственных нужд подстанции. Подтверждена достаточность номинальной мощности установленных на подстанции трансформаторов собственных нужд. Выполнен анализ изменения нагрузок в системе постоянного оперативного тока. Произведён расчёт кабеля и автоматических выключателей, применяемых в схеме питания и обогрева вновь устанавливаемых разъединителей и выключателей. Рассмотрены вопросы организации релейной защиты и автоматики на вновь подключаемой линии. Определен состав применяемых релейных защит, входящих в первый и второй комплекты основной защиты. Определён перечень дополнительных сигналов для регистратора аварийных событий. Произведён расчёт вторичных параметров трансформаторов тока и сечения жил кабелей. Определено время до насыщения трансформаторов тока графическим методом по паспортным данным.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 70 страниц, содержит 9 таблиц и 8 рисунков. Список используемых источников содержит 26 наименований. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Выбор основного электротехнического оборудования на ПС 220 кВ	
Левобережная	8
2 Определение параметров системы собственных нужд подстанции	
Левобережная после модернизации	15
2.1 Расчет нагрузок в системе СН ПС Левобережная	15
2.2 Анализ изменения нагрузок в системе СОПТ ПС Левобережная	19
2.3 Кабельная канализация и выбор защитных аппаратов	20
3 Релейная защита и автоматика на ПС Левобережная	28
3.1 Основные решения по выполнению релейной защиты и автоматики ..	28
3.2 Релейная защита и автоматика ВЛ-220 кВ АЭС Брест – ПС	
Левобережная	29
3.2.1 Основная защита. Первый комплект	29
3.2.2 Основная защита. Второй комплект	30
3.2.3 Автоматика управления выключателем	31
3.3 Защита шин	33
3.4 Управление коммутационными аппаратами, сигнализация, измерения	
.....	34
3.5 Сигнализация	35
3.6 Организация питания оперативным током	35
3.7 Организация цепей напряжения	35
3.8 Регистрация аварийных событий	36
3.9 Оперативная блокировка разъединителей.....	38
3.10 Перевод защит на обходной выключатель	38
3.11 Расчет вторичных параметров ТТ и сечения жил кабелей	38
3.11.1 Выбор сечения кабелей с учетом допустимой токовой	
погрешности	39

3.11.2 Проверка вторичных цепей ТТ на термическую стойкость токам КЗ	46
3.11.3 Проверка допустимого напряжения на вторичных зажимах ТТ .	47
3.11.4 Определение времени до насыщения трансформаторов тока аналитическим методом.....	49
3.11.5 Определение времени до насыщения трансформаторов тока графическим методом по паспортным данным.....	57
Заключение	64
Список используемой литературы	67

Введение

ПС 220 кВ Левобережная расположена на левом берегу реки Томь в г. Томске.

ПС 220 кВ Левобережная предназначена для приема и перераспределения мощности между потребителями 220 кВ, 110 кВ и для электроснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей 10 кВ.

По способу присоединения к сети существующая ПС 220 кВ Левобережная относится к узловому типу.

К энергосистеме ПС подключена к следующим линиям 220 кВ:

- «ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 – ПС Левобережная (I, II цепь) (Т-211, Т-212);
- ВЛ 220 кВ Томская – ПС Левобережная (Т-213);
- ВЛ 220 кВ ПС Левобережная – ЭС-2 СХК (Т-214).

В рамках данной работы разрабатываются мероприятия по подключению к шинам 220 кВ следующей линии:

- ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная» [24].

Схема присоединений проектируемой ПС 220 кВ Левобережная к сетям 220, 110 и 10 кВ в объеме данной работы остается без изменений.

К сети 220 кВ подключается новое присоединение ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная.

Схема электрическая принципиальная ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Левобережная до реконструкции представлена на рисунке 1.

На ПС 220 кВ Левобережная установлены следующие трансформаторы:

- автотрансформаторы типа АТДЦТН-125000/220/110/10 напряжением 220/110/10 кВ общей мощностью 2×125 МВА (АТ-1, АТ-2) [4];
- трансформатор собственных нужд типа ТТУ-630/10/0,4 напряжением 10/0,4 кВ общей мощностью 1×630 кВА (ТСН-1);

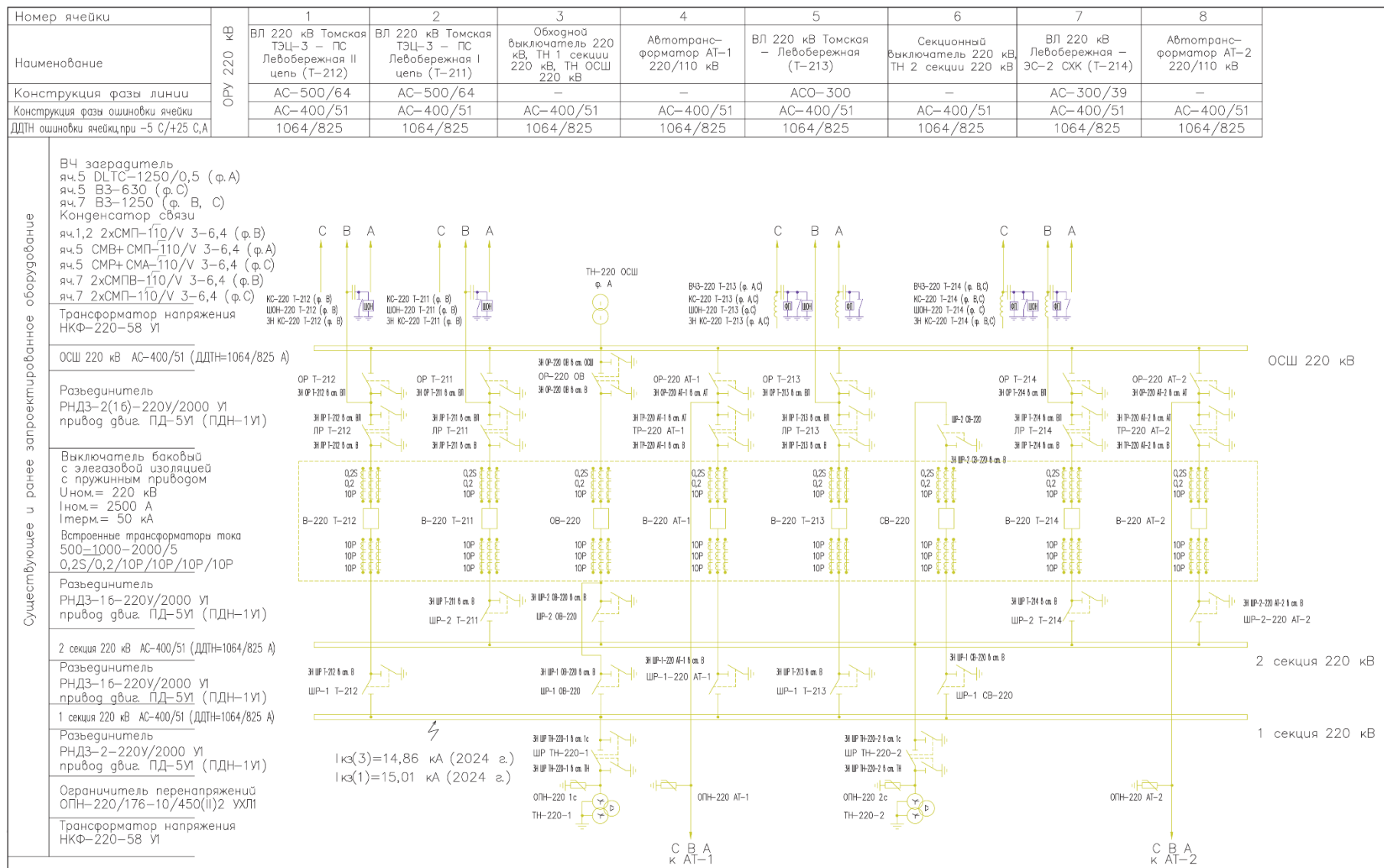


Рисунок 1 - Схема электрическая принципиальная ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Левобережная до реконструкции

- два трансформатора собственных нужд ТМ-630/10/0,4 общей мощностью 2×630 кВА напряжением 10/0,4 кВ (ТСН-2, ТСН-3).

Основные характеристики ПС после реконструкции приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные характеристики ПС после реконструкции (указаны только характеристики, затрагиваемые в данной работе)

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	220/110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	220 кВ - открытое
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 220 кВ - № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин»
Количество линий, подключенных к подстанции, по РУ	ОРУ 220 кВ: 5 линий
Тип выключателей и функциональная связь между полюсами выключателей каждого РУ	ОРУ 220 кВ: Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока в трехполюсном исполнении
РУ 10 кВ	К обмоткам НН автотрансформаторов АТ-1, АТ-2 подключены две секции шин КРУ 10 кВ типа К-12 с выключателями ВМПЭ-10/630. К шинам 1, 2 секций КРУ через ячейки с выключателем подключены три трансформатора СН типа ТМ-630-10/0,4 (ТСН-1, ТСН-3 подключены к шинам 1 секции 10 кВ; ТСН-2 – к шинам 2 секции 10 кВ) [3].
Система собственных нужд	ТСН 630 кВА 10/0,4 кВ - 3 шт.; ЩСН 0,4 кВ - 1 шт. Система СН существующая
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	АБ $C_{ном.} = 350 \text{ А} \cdot \text{ч}$ – 1 шт. ВЗУ $U_{вых.} = 220 \text{ В}$, $I_{вых.} = 100 \text{ А}$ - 2 шт. ЩПТ 220 В – 1 шт. В СОПТ ранее произведены работы по замене АБ – 1 шт., ВЗУ – 2 шт., ЩПТ – 3 панели, В-220 – 8 шт.

Цель бакалаврской работы заключается в разработке технических мероприятий по реконструкции ПС 220 кВ Левобережная, направленных на подключение новой ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная.

1 Выбор основного электротехнического оборудования на ПС 220 кВ Левобережная

На ПС предусматривается установка следующего нового высоковольтного оборудования:

- «выключатель элегазовый баковый 220 кВ со встроенными трансформаторами тока в трехполюсном исполнении - 1 компл.;
- разъединитель трехполюсный 220 кВ - 3 компл.;
- шинная опора 220 кВ - 9 шт.» [26];
- конденсатор связи 220 кВ с фильтром присоединения и шкафом отбора напряжения – 1 компл. [5];
- заградитель высокочастотный 220 кВ – 2 шт.

На ПС устанавливается современное оборудование, соответствующее техническим требованиям к ПС нового поколения, что значительно повышает надежность электроснабжения и эксплуатационную надежность.

Выбор высоковольтного оборудования 220 кВ выполнен по условиям нагрузочной способности, термической и электродинамической стойкости.

В соответствии с проведенным ранее обследованием рекомендовано следующее:

- расширение ОРУ 220 кВ ПС Левобережная с установкой одной ячейки с выключателем для присоединения ВЛ 220 кВ Энергоблок – ПС Левобережная (оборудование с длительно допустимой токовой нагрузкой 1100 А при температуре -5°C);
- «реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой ВЧЗ ф. «С» в ячейке ВЛ 220 кВ Томская – ПС Левобережная (Т-213) на ВЧЗ с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 1000 А.

Максимальный расчетный ток по ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ПС Левобережная в различных режимах составляет 977 А.

Максимальный расчетный ток по ВЛ 220 кВ Томская – ПС Левобережная (Т-213) в различных режимах составляет 735 А» [2].

Соответственно, длительно допустимые токовые нагрузки вновь устанавливаемого электросетевого оборудования составляют:

- для выключателя 220 кВ – 2500 А;
- для разъединителей 220 кВ – 2000 А;
- для встроенных трансформаторов тока 220 кВ – 2000 А;
- для ВЧ заградителей 220 кВ (в ячейках ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ПС Левобережная и ВЛ 220 кВ Томская – ПС Левобережная) – 1250 А;
- для ошиновки 220 кВ, выполненной сталеалюминиевым проводом АС-400/51 - 1064/825 А (при температуре -5/+25 °С).

Выбор технических параметров вновь устанавливаемого оборудования приведен в таблице 2.

Схема электрическая принципиальная ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Левобережная после реконструкции представлена на рисунке 2.

План расположения оборудования ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Левобережная представлен на рисунке 3.

Разрез по вновь сооружаемой ячейке ОРУ 220 кВ представлен на рисунке 4.

Условия проверки электрических аппаратов:

По допустимой нагрузке:

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч}}; \quad (1)$$

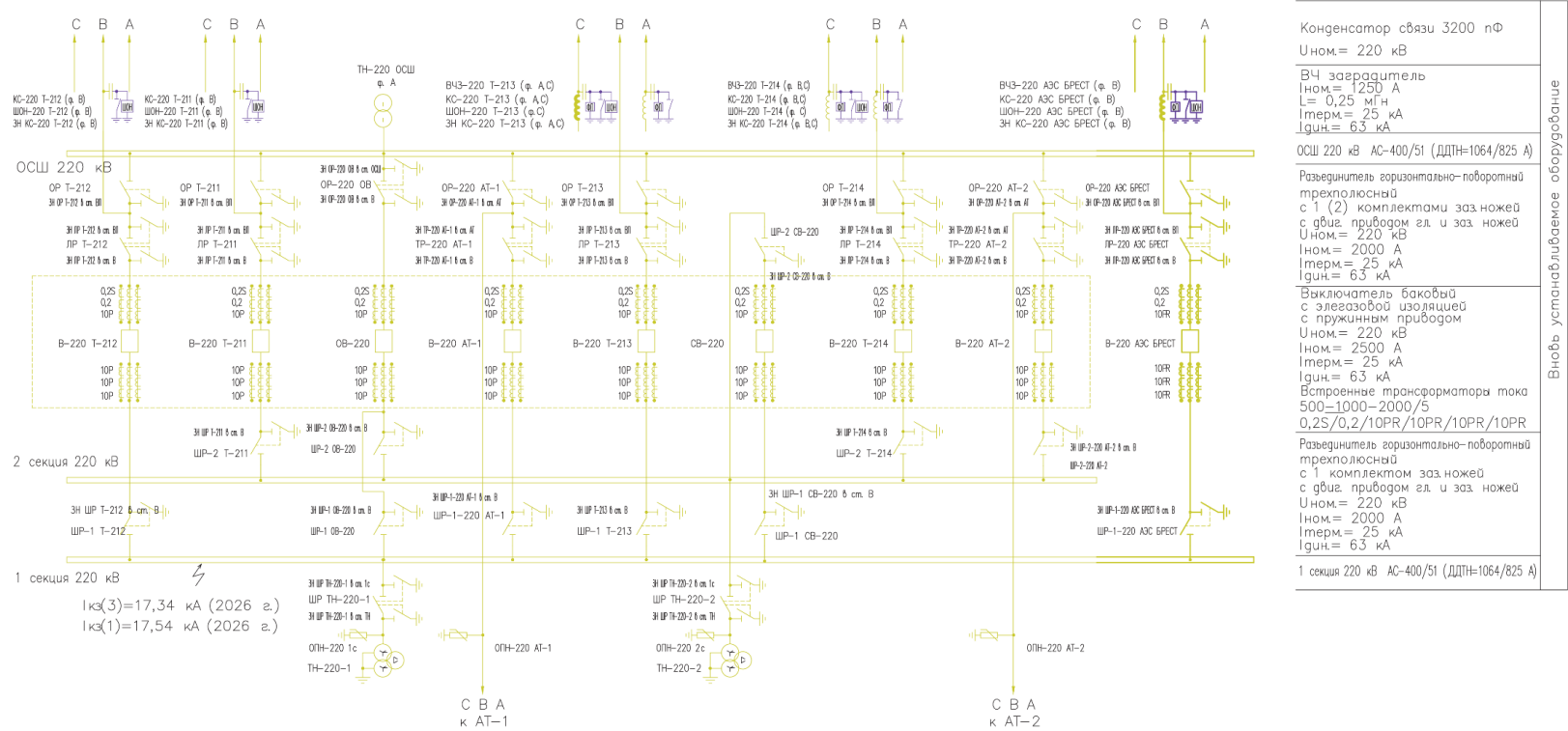
На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}; \quad (2)$$

Таблица 2 - Выбор технических параметров вновь устанавливаемого оборудования

Наименование цепи	Расчетные данные							Гарантийные данные									
	I _{расч} (А)	I _{кз} ⁽³⁾ (кА)	I _{кз} ⁽¹⁾ (кА)	i _{уд} (кА)	I _{тер.эк} (кА)	i _{ар} (кА)	t _{откл} (с)	I _{ном} (А)	I _{о.ном} (кА)	i _{дин} (кА)	I _{вкл.но} м. (кА)	i _{вкл.но} м. (кА)	i _{а.ном.} (кА)	I _{терм.н} орм (кА)	t _{откл.п} олн (с)	t _{собств.} (с)	t _{тер.нор} м (с)
Выключатели 220 кВ																	
Ячейка ВЛ 220 кВ АЗС БРЕСТ – ПС Левобережная	977	17,3 4	17,5 4	44,2 1	21,5 0	5,46	0,0 9	250 0	25	63	25	63	25	25	0,04	0,02 5	3
Разъединители 220 кВ																	
Ячейка ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ - ПС Левобережная	977	17,3 4	17,5 4	44,2 1	21,5 0	5,46	0,0 9	200 0	-	63	-	-	-	25	-	-	3/1
Встроенные ТТ 220 кВ																	
Ячейка ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ - ПС Левобережная	977	17,3 4	17,5 4	44,2 1	21,5 0	5,46	0,0 9	200 0	-	63	-	-	-	25	-	-	1
Высокочастотные заградители 220 кВ																	
Ячейка ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ - ПС Левобережная	977	17,3 4	17,5 4	44,2 1	21,5 0	5,46	0,0 9	125 0	-	63	-	-	-	25	-	-	1
Ячейка ВЛ 220 кВ Томская - ПС Левобережная (Т-213)	735	17,3 4	17,5 4	44,2 1	21,5 0	5,46	0,0 9	125 0	-	63	-	-	-	25	-	-	1

Номер ячейки		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Наименование	ОРУ 220 кВ	ВЛ 220 кВ Томская ТЗЦ-3 – ПС Левобережная II цепь (Т-212)	ВЛ 220 кВ Томская ТЗЦ-3 – ПС Левобережная I цепь (Т-211)	Обходной выключатель 220 кВ, ТН 1, секции 220 кВ, ТН ОСШ 220 кВ	Автотрансформатор-форматор АТ-1 220/110 кВ	ВЛ 220 кВ Томская – Левобережная (Т-213)	Секционный выключатель 220 кВ, ТН 2 секции 220 кВ	ВЛ 220 кВ Левобережная – ЭС-2 СКХ (Т-214)	Автотрансформатор-форматор АТ-2 220/110 кВ	ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – Левобережная
Конструкция фазы линии		АС-500/64	АС-500/64	–	–	АСО-300	–	АС-300/39	–	АС-400/51
Конструкция фазы ошинок ячейки		АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51
ДДТН ошинок ячейки при –5 С/+25 С, А		1064/825	1064/825	1064/825	1064/825	1064/825	1064/825	1064/825	1064/825	1064/825



- 1 На схеме показана:
– существующее оборудование – тонкой сплошной линией;
– вновь устанавливаемое оборудование – толстой сплошной линией.
- 2 На схеме приведены максимальные значения тока короткого замыкания на 2026 г.
- 3 Принятые сокращения:
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка.

Рисунок 2 - Схема электрическая принципиальная ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Левобережная после реконструкции

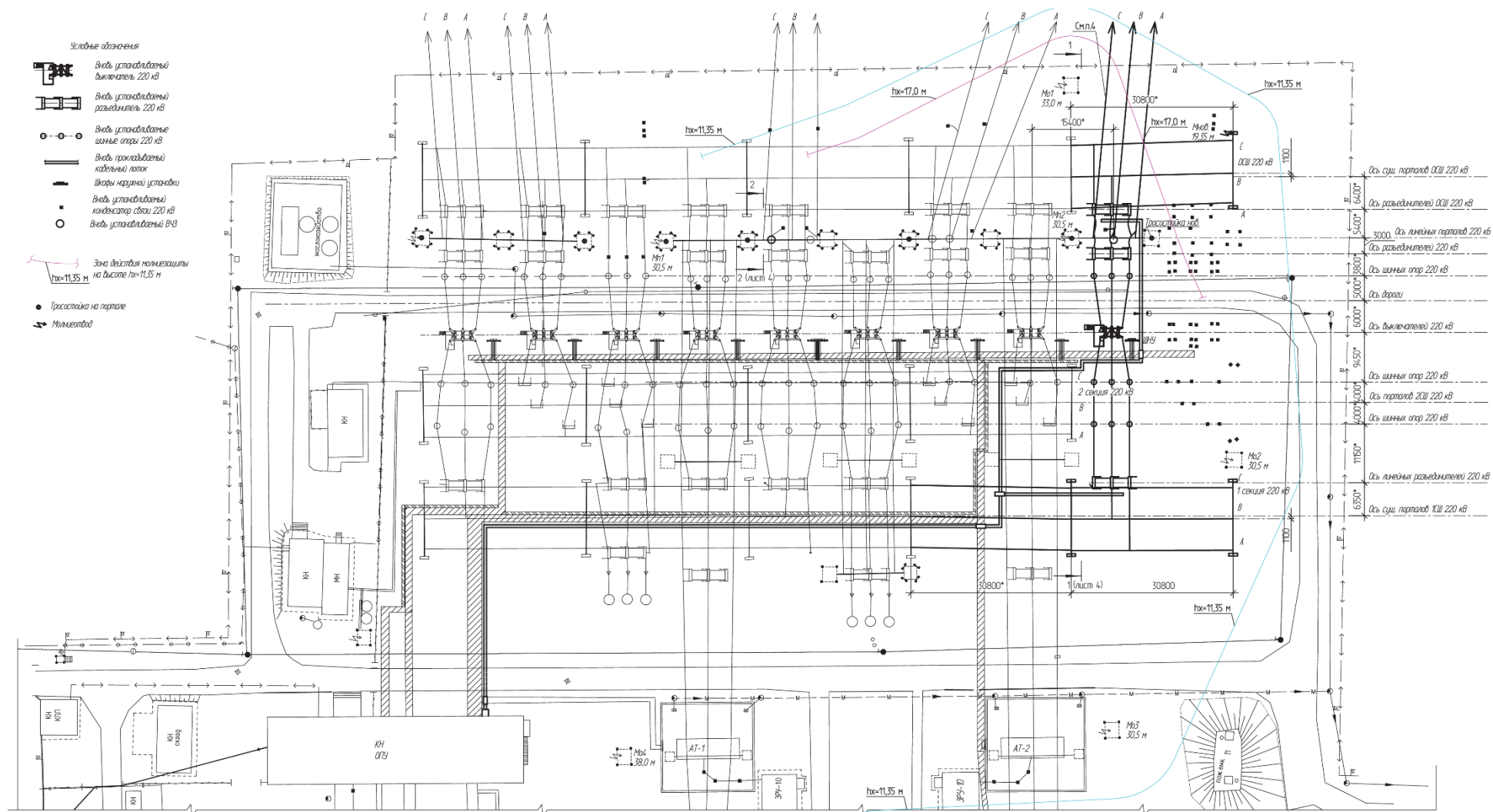


Рисунок 3 - План расположения оборудования ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Левобережная

На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер.эк}} > I_{\text{тер.норм}} \text{ при } t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}; \quad (3)$$

На коммутационную способность:

$$i_{\text{а.ном}} > i_{\text{аг}} \text{ (по отключающей способности);} \quad (4)$$

На коммутационную способность:

$$I_{\text{вкл.ном}} > I_{\text{кз}}^{(3)}, i_{\text{вкл.ном}} > i_{\text{уд}} \text{ (по включающей способности).} \quad (5)$$

Для разъединителей 220 кВ указано время $I_{\text{тер.норм}}$ в числителе - для главных ножей, в знаменателе - для заземляющих ножей [8].

Для безопасного обслуживания выключателя 220 кВ предусмотрена стационарная площадка обслуживания, оборудованная ограждением и лестницей с перилами.

Выводы по разделу.

Предусматривается расширение ОРУ 220 кВ ПС Левобережная с установкой одной ячейки с выключателем для присоединения ВЛ 220 кВ Энергоблок – ПС Левобережная.

На ПС устанавливается современное оборудование, соответствующее техническим требованиям к ПС нового поколения, что значительно повышает надежность электроснабжения и эксплуатационную надежность.

Выбор высоковольтного оборудования 220 кВ (высоковольтного выключателя, разъединителя, встроенного трансформатора тока) выполнен по условиям нагрузочной способности, термической и электродинамической стойкости.

Опиновка 220 кВ выполняется сталеалюминиевым проводом АС-400/51.

2 Определение параметров системы собственных нужд подстанции Левобережная после модернизации

2.1 Расчет нагрузок в системе СН ПС Левобережная

В объеме данной работы вновь подключаемыми потребителями собственных нужд (СН) напряжением 0,4 кВ являются:

- питание двигателей приводов выключателей, разъединителей 220 кВ;
- обогрев приводов и баков выключателей 220 кВ, приводов разъединителей 220 кВ;
- обогрев шкафов наружной установки 0,4 кВ.

В таблице 3 приведен расчет нагрузок СН вновь устанавливаемого оборудования.

Схема питания нагрузок СН вновь устанавливаемого оборудования приведена на рисунке 5.

Нагрузки СН существующих трансформаторов собственных нужд приняты по протоколам результатов замеров и по результатам имеющихся расчетов.

Суммарная максимальная нагрузка СН существующего и ранее запроектированного оборудования составляет:

$$S_{\text{макс.}} = 587,38 \text{ кВА.}$$

Полная расчетная мощность для летнего периода для вновь устанавливаемого оборудования:

$$S(l) = \sqrt{P(l)^2 + Q(l)^2}. \quad (6)$$

Таблица 3 - Расчет нагрузок СН вновь устанавливаемого оборудования

Наименование нагрузок	Напря жение (кВ)	Установленна я мощность		КПД η	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка					
		Мощн ость едини цы и колич ество (кВт)	Обща я мощн ость, Р (кВт)				Летом			Зимой		
							Коэф фицие нт спрос а, α	Актив ная мощн ость Р(л) (кВт)	Реакт ивная мощн ость Q(л) (кВар)	Коэф фицие нт спрос а, α	Актив ная мощн ость Р(л) (кВт)	Реакти вная мощно сть Q(л) (кВар)
Питание двигателей приводов выключателей 220 кВ	0,4	1,75×1	1,75	0,85	0,85	0,62	0,12	0,24	0,14	0,12	0,24	0,14
Питание двигателей приводов разъединителей 220 кВ	0,4	0,25×7	1,75	0,85	0,85	0,62	0,12	0,05	0,03	0,12	0,05	0,03
Обогрев баков выключателей 220 кВ	0,4	12,58×1	12,58	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	12,58	0,00
Антиконденсатный обогрев приводов выключателей 220 кВ	0,4	0,65×1	0,65	1,00	1,00	0,00	1,00	0,65	0,00	1,00	0,65	0,00
Антиконденсатный обогрев приводов разъединителей 220 кВ	0,4	0,225×7	1,575	1,00	1,00	0,00	1,00	1,575	0,00	1,00	1,575	0,00
Обогрев ящиков, шкафов н.у.	0,4	0,4×2	0,8	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,8	0,00
Суммарная нагрузка	-	-	19,505	-	-	-	-	2,515	0,17	-	15,895	0,17

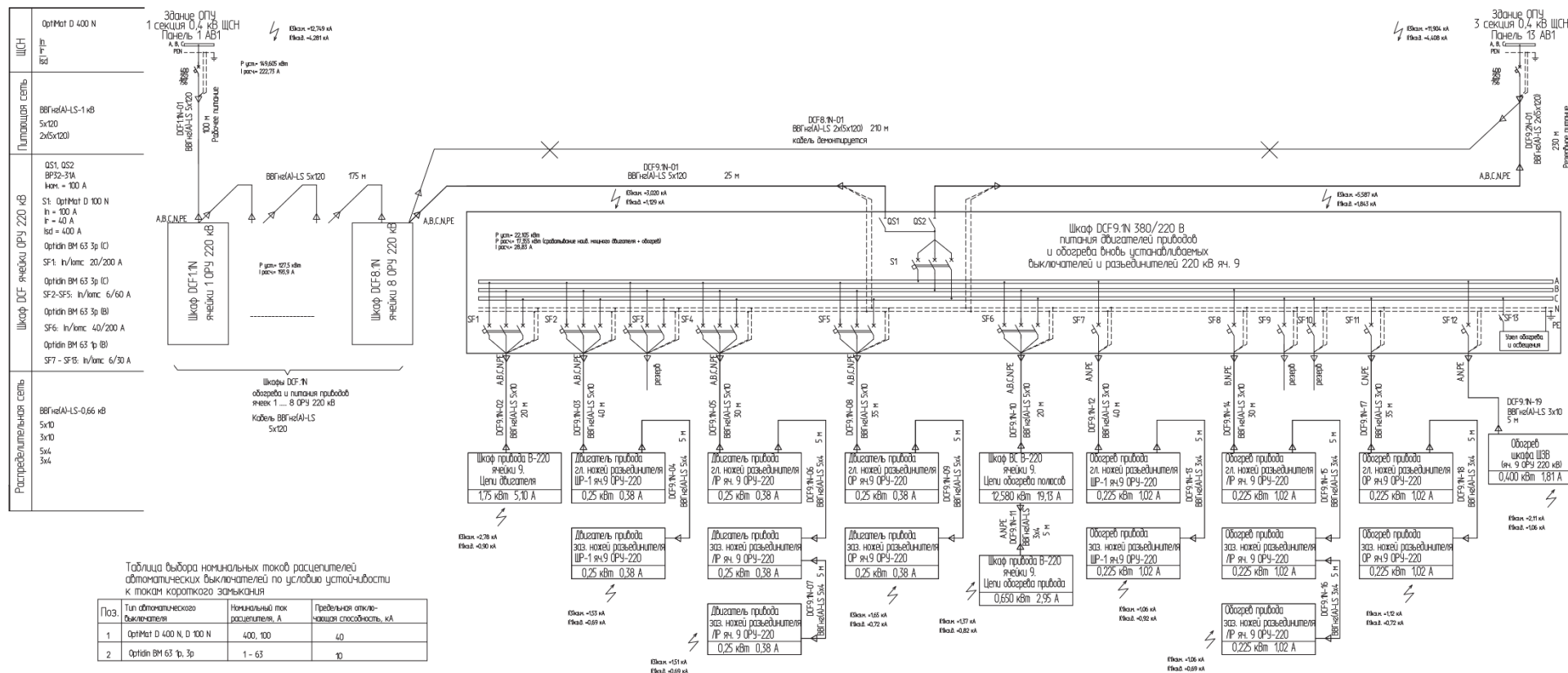


Рисунок 5 - Схема питания нагрузок СН вновь устанавливаемого оборудования

Расчетная мощность приемников СН для летнего периода вновь устанавливаемого оборудования:

$$S(\text{л}) = 2,52 \text{ кВА.}$$

Максимальная расчетная мощность приемников СН с учетом вновь устанавливаемого оборудования для летнего режима:

$$S(\text{л})_{\text{расч. макс.}} = 587,38 + 2,52 = 589,9 \text{ кВА.}$$

Полная расчетная мощность для зимнего периода для вновь устанавливаемого оборудования:

$$S(z) = \sqrt{P(z)^2 + Q(z)^2}. \quad (7)$$

Расчетная мощность приемников СН для зимнего периода вновь устанавливаемого оборудования (максимальная):

$$S(z) = 15,89 \text{ кВА.}$$

Максимальная расчетная мощность приемников СН с учетом вновь устанавливаемого оборудования для зимнего режима:

$$S(z)_{\text{расч. макс.}} = 587,38 + 15,89 = 603,27 \text{ кВА.}$$

На подстанции установлены три ТСН мощностью по 630 кВА каждый, работающие по схеме с явным резервом.

В этом случае для каждого ТСН должно соблюдаться условие:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{расч. макс.}} / 2, \quad (8)$$

$$S_{\text{ТСН}} \geq 603,27 / 2 = 301,635 \text{ кВА.}$$

Таким образом ранее предусмотренные на подстанции ТСН удовлетворяют условиям изменившихся нагрузок СН.

2.2 Анализ изменения нагрузок в системе СОПТ ПС Левобережная

В объеме данной работы вновь подключаемыми потребителями системы оперативного постоянного тока (СОПТ) являются:

- «шкаф № 107. ШЭТ 220.06-0 (ДЗЛ + СЗ). ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная;
- шкаф № 106. ШЭТ 220.02-0 (ДФЗ + СЗ). ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная;
- шкаф № 105. ШЭТ 251.01-0 (АУВ ТАПВ, УРОВ). ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная;
- ОРУ- 220 кВ. ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. Электромагнит выключения выключателя;
- ОРУ- 220 кВ. ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. Электромагнит отключения выключателя №1;
- ОРУ- 220 кВ. ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. Электромагнит отключения выключателя №2» [21].

На ПС 220 кВ Левобережная предусмотрена к установке АБ емкостью 350 А·ч и два ВЗУ с номинальным выходным током 100 А. По данным ранее выполненных на ПС работ, суммарная постоянная нагрузка ранее учтенных потребителей СОПТ составляет 14,7 А; суммарная аварийная нагрузка ранее учтенных потребителей СОПТ составляет 11,4 А.

Нагрузка вновь подключаемых потребителей СОПТ является незначительной (постоянная нагрузка менее 0,8 А, кратковременная менее 2,5 А) и не приведет к увеличению емкости выбранной АБ.

2.3 Кабельная канализация и выбор защитных аппаратов

Кабельное хозяйство на ПС представляет собой совокупность кабельных линий всех классов напряжения, линий связи и коммуникаций, линий вторичных цепей, а также кабельных сооружений и устройств, обеспечивающих условия их нормальной эксплуатации.

«Вновь прокладываемые силовые кабели до 1000 В применяются с медными жилами пластиковой изоляцией пониженной пожароопасности и с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг-LS) по категории пожарной опасности А.

Контрольные кабели применяются экранированные, так же с медными жилами, с пластиковой изоляцией, пониженной пожароопасности и с низким дымо- и газовыделением.

Прокладка кабельных трасс контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ выполняется по существующим и частично вновь сооружаемым кабельным трассам с соблюдением требований главы 2.3 ПУЭ. Существующие и вновь сооружаемые кабельные трассы на подстанции выполнены в виде железобетонных лотков» [16], [18].

Предусмотрены кабельные трассы из сборных ж/б элементов шириной 0,5 м. При переходе кабельных трасс под дорогой в узле возле здания существующего ОПУ и в узле расположения ЛР-220 кВ, ОР-220 кВ используются узлы перехода с применением блоков БДЛ и двустенных гофрированных труб.

План кабельных трасс в ОРУ 220 кВ приведен на рисунке 3.

«Кабельные потоки от распределительных устройств различных напряжений, трансформаторов, а также от присоединений, подключенных к разным секциям РУ одного напряжения, прокладываются по отдельным потокам кабельных трасс» [20].

В рамках данной работы вновь прокладываемые силовые кабели 0,4 кВ прокладываются в существующих кабельных лотках на свободных местах.

«В целях повышения надежности и полноценного дублирования кабельных потоков, в рамках данной работы учтен дополнительный кабельный лоток для кабелей цепей управления и защиты, от здания ОПУ до вновь сооружаемой ячейки ОРУ 220 кВ.

Кабели укладываются с запасом по длине в 1-2 %, достаточным для компенсации температурных деформаций кабелей и конструкций, а также возможных смещений почвы. Укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается» [14].

«Автоматические выключатели выбираются и проверяются на соблюдение ряда условий.

По условиям нормального режима работы:

– по номинальному напряжению» [15]

$$U_n \geq U_{нс};, \quad (9)$$

– «по номинальному току» [15]

$$I_{np} \geq I_{pa};, \quad (10)$$

«Выбор выключателя по наибольшей отключающей способности» [15]:

$$I_{отк} \geq I_{КЗ}^{(3)},, \quad (11)$$

где « $I_{КЗ}^{(3)}$ – периодическая составляющая трехфазного тока КЗ» [15].

«Выбор исполнения расцепителей максимального тока. Если в соответствии с ПУЭ требуется защита от перегрузки и эта защита не обеспечивается другими устройствами, то автоматические выключатели должны иметь расцепители максимального тока с обратной зависимостью от тока характеристикой.

Любой аппарат защиты необходимо отстроить от токов перегрузки, свойственных нормальной эксплуатации.

Определяют ток уставки расцепителя с независимой от тока характеристикой» [15]:

$$k_{pn} \cdot I_y > k_n \cdot I_{пуск},, \quad (12)$$

где « I_y – паспортное значение токов уставки;

$I_{пуск}$ – пусковой ток двигателя;

k_{pn} – коэффициент разброса защитной характеристики, определяемый для нижней границы;

k_n - принимается равным 1,1 - 1,5» [15].

«При тяжелых и продолжительных пусках необходимо для нескольких точек проверить условие» [15]:

$$t_i > t_{ni},, \quad (13)$$

где « t_i – время срабатывания расцепителя с обратной зависимой от тока характеристикой;

t_{ni} – время, определяемое по пусковой характеристике двигателя» [15].

«Проверка по допустимому времени отключения записывается в виде» [15]

$$t_{cp} > t_{дон},, \quad (14)$$

где « t_{cp} – время срабатывания расцепителя;

$t_{дон}$ – допустимое время отключения в соответствии с ПУЭ» [15].

«Проверка на термическую и электродинамическую стойкость.

Проверка соответствий допустимого тока проводников и параметров защитных аппаратов, характеристика срабатывания РМТ должна отвечать двум условиям» [15]:

$$I_{pa} \leq I_{np} \leq I_{дон},, \quad (15)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_{дон},, \quad (16)$$

где « I_{pa} – расчетный ток цепи послеаварийного режима работы;

I_{np} – номинальный ток расцепителя;

$I_{дон}$ – допустимы ток кабеля;

I_2 – ток, обеспечивающий надежное срабатывания устройств защиты» [15].

«При выполнении защиты от перегрузок и КЗ следует также выполнять требования 3.1.11 ПУЭ в части согласованности проводников и защитных устройств.

Проверка на селективность. В соответствие с ПУЭ защита в низковольтных сетях должна быть селективной» [16].

Результаты выбора кабелей 0,4 кВ в цепях СН вновь устанавливаемого оборудования и автоматов представлен в таблице 4.

На рисунке 6 приведена карта селективности выбранных АВ в схеме питания и обогрева вновь устанавливаемых разъединителей и выключателей.

Таблица 4 - Результаты выбора кабелей 0,4 кВ в цепях СН вновь устанавливаемого оборудования и автоматов

Назначение линии	Место устано вки	N AB	Тип АВ	Рус т., кВт	Ip, А	Ido п.ка б., А	InA В, А	Уст. по току срабаты вания		Тип и сечение кабеля	Мин. сечен ие кабел я по невоз горан ию, мм ²	Мин. сече ние кабе ля по терм. усто йчив ости, мм ²	Дли на кабе ля, м	Iпус к, А	I ⁽³⁾ _{кз.м} .max кА; I ⁽¹⁾ _{кз.м} .max кА	I ⁽¹⁾ _{кз.д} .min кА	Кч
								Ip, А в зон е ток ов. пер егр.	Iотс , А в зон е ток ов. КЗ								
Цепь питания двигателей и обогрева (рабочее питание)	Здание ОПУ	ЩС Н	OptiMat D 400 N	149, 605	222, 73	260	400	252	756	ВВГнг(А)-LS 5×120	26,59 мм ² по меди	36,42 мм ² по меди	300	255, 6	3,020	1,129	1,49
Цепь питания двигателей и обогрева (резервное питание)	Здание ОПУ	ЩС Н	OptiMat D 400 N	149, 605	222, 73	520	400	252	756	ВВГнг(А)-LS 2×(5×120)	26,59 мм ² по меди	36,42 мм ² по меди	230	255, 6	5,587	1,843	2,43
Цепь питания двигателей выключателей 220 кВ	Шкаф DCF9	SF1	Optidin BM 63 3p (C)	1,75	5,10	55	63	20	200	ВВГнг(А)-LS 5×10	7,13 мм ² по меди	9,77 мм ² по меди	20	35,7	2,78	0,90	4,50

Продолжение таблицы 4

Назначение линии	Место устано вки	N AB	Тип АВ	Рус т., кВт	I _p , А	I _{до} п.ка б., А	I _п A В, А	Уст. по току срабаты вания		Тип и сечение кабеля	Мин. сечен ие кабел я по невоз горан ию, мм ²	Мин. сече ние кабе ля по терм. усто йчив ости, мм ²	Дли на кабе ля, м	I _{пус} к, А	I ⁽³⁾ _{кз.м} .max кА; I ⁽¹⁾ _{кз.м} .max кА	I ⁽¹⁾ _{кз.д} .min кА	Кч
								I _p , А в зон е ток ов. пер егр.	I _{отс} , А в зон е ток ов. КЗ								
Цепи обогрева полюсов и приводов выключателей 220 кВ	Шкаф DCF9	SF1	Optidin BM 63 3p (B)	13,2 30	22,0 8	55 41	63	40	200	ВВГнг(А)-LS 5×10 ВВГнг(А)-LS 3×4	7,13 мм ² по меди	9,77 мм ² по меди	20 5	-	1,37	0,82	4,10
Цепь питания двигателей разъедините ль 220 кВ	Шкаф DCF9	SF3 ... SF5	Optidin BM 63 3p (C)	0,75	0,38	55 35	63	6	60	ВВГнг(А)-LS 5×10 ВВГнг(А)-LS 5×4	7,13 мм ² по меди	9,77 мм ² по меди	30 10	2,66	1,51	0,69	11,50
Цепи обогрева приводов разъедините ль 220 кВ	Шкаф DCF9	SF7 ... SF1 1	Optidin BM 63 3p (B)	0,67 5	3,06	80 41	63	6	30	ВВГнг(А)-LS 3×10 ВВГнг(А)-LS 3×4	7,13 мм ² по меди	9,77 мм ² по меди	30 10	-	1,06	0,69	23,00

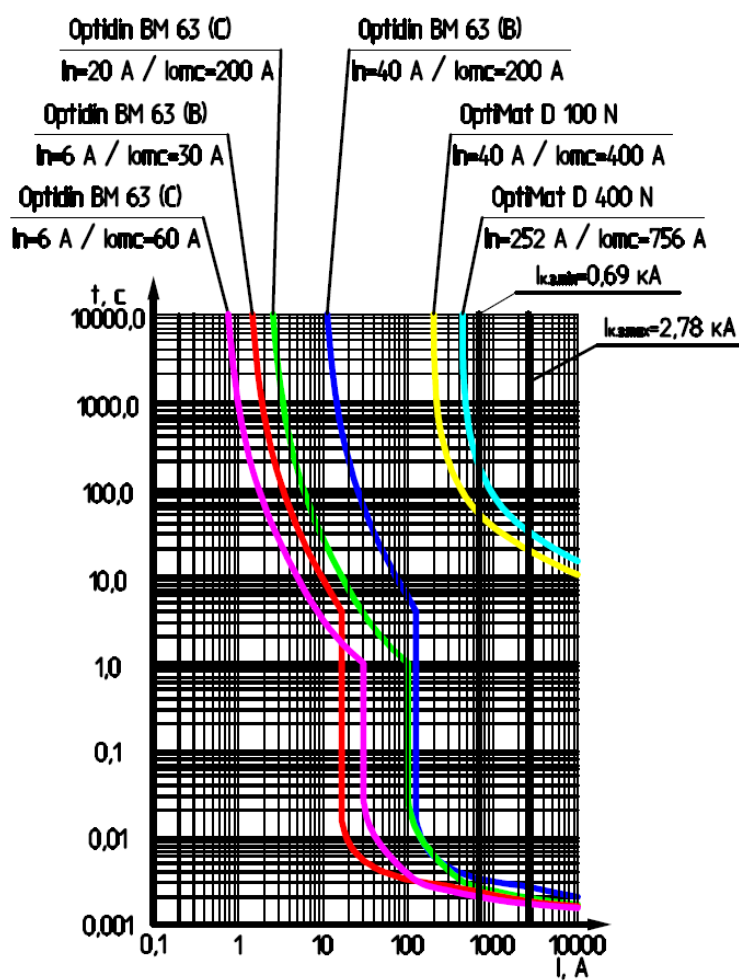


Рисунок 6 - Карта селективности выбранных АВ в схеме питания и обогрева вновь устанавливаемых разъединителей и выключателей

Выводы по разделу.

В объеме данной работы вновь подключаемыми потребителями собственных нужд (СН) напряжением 0,4 кВ являются:

- питание двигателей приводов выключателей, разъединителей 220 кВ;
- обогрев приводов и баков выключателей 220 кВ, приводов разъединителей 220 кВ;
- обогрев шкафов наружной установки 0,4 кВ.

Максимальная расчетная мощность вновь устанавливаемых потребителей СН составляет 15,89 кВА и полностью покрывается существующими трансформаторами СН.

На ПС 220 кВ Левобережная предусмотрена к установке АБ емкостью 350 А·ч и два ВЗУ с номинальным выходным током 100 А.

Нагрузка вновь подключаемых потребителей СОПТ является незначительной (постоянная нагрузка менее 0,8 А, кратковременная менее 2,5 А), что не приводит к увеличению емкости выбранной АБ.

«Вновь прокладываемые силовые кабели до 1000 В применяются с медными жилами пластиковой изоляцией пониженной пожароопасности и с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг-LS) по категории пожарной опасности А» [16].

Рассчитаны сечения кабелей по условиям невозгорания и по термической устойчивости.

Выбранные автоматические выключатели проверены как на отключающую способность при максимальном значении трехфазного тока КЗ, так и на чувствительность к минимальному значению однофазного тока в конце линии.

3 Релейная защита и автоматика на ПС Левобережная

3.1 Основные решения по выполнению релейной защиты и автоматики

В рамках данной бакалаврской работы предусматриваются типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 – 750 кВ. Архитектура I типа перечень требований, к которым разработан в рамках типовой проектной документации на шкафы РЗА разработанной для ПАО «ФСК ЕЭС».

Все предусматриваемые шкафы в рамках данной работы построены по I архитектуре:

- суммирование аналоговых измерений выполняется в цифровом виде;
- управление режимами работы устройств осуществляется в полном объеме как по месту с помощью функциональных клавиш на каждом ИЭУ, так и дистанционно из системы АСУ ТП.

Шкафы для архитектур I типа предусматривают двухстороннее обслуживание с расположением аппаратуры на монтажной панели без поворотной рамы.

В настоящей работе учтены нормативные требования, действующие на начало 2025 года:

- подключение устройств РЗА и систем измерений к разным обмоткам трансформаторов тока соответствующих классов точности;
- питание основных и резервных защит от отдельных цепей оперативного тока;
- действие защит на два электромагнита отключения.
- на объекте в качестве контрольных кабелей применяются экранированные кабели с изоляцией, не распространяющей горение и с низким газодымовыделением, с индексом нг(А)-LS.

- предусматриваются устройства релейной защиты, выполненные на микропроцессорной элементной базе.
- резервирование защит по цепям напряжения (ручной перевод цепей на смежный ТН, смежной секции шин).

3.2 Релейная защита и автоматика ВЛ-220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная

Согласно результатам расчетов динамической устойчивости ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ПС Левобережная должны быть установлены два комплекта быстродействующих защит с абсолютной селективностью.

3.2.1 Основная защита. Первый комплект

В качестве первого комплекта основной быстродействующей защиты предусматривается типовой шкаф ШЭТ 220.02-0 (ДФЗ + СЗ) дифференциально-фазной защитой ЛЭП 220 кВ с комплектом ступенчатых защит и обменом разрешающими сигналами и возможностью перевода на ОСШ.

«В составе шкафа предусматриваются следующие функции:

- ДФЗ дифференциально-фазная защита ЛЭП;
- СЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, КЦН, БК);
- ЛС (осуществляет передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по ВЧ каналу с использованием возможностей ВЧ ПП);
- ЗНР;
- ОМП;
- РАС» [23].

Для взаимодействия полукомплектов ДФЗ предусматривается организовать ВЧ канал связи. Шкаф ШЭТ 220.02-0 конструктивно предусматривает размещение ВЧ поста в верхнем отсеке шкафа.

Проектируемая ДФЗ должна быть совместима с полукомплексом расположенном на смежном конце линии.

Кроме функций ДФЗ терминал содержит функции ступенчатых защит. Комплект ступенчатых защит содержит дистанционную защиту (ДЗ), токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), защиту от неполнофазного режима (ЗНР) и междуфазную токовую отсечку (МФТО). Логiku автоматического и оперативного ускорения отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП. ДЗ имеет не менее трех ступеней от междуфазных замыканий и дополнительную ступень ДЗ от замыканий на землю, ТНЗНП имеет не менее четырех ступеней. Ступени должны иметь возможность выполнения направленными и иметь блокировки при неисправности цепей ТН (БНН). ДЗ должна иметь блокировку при качаниях в энергосистеме (БК). Комплект ступенчатых защит содержит аварийную максимальную токовую защиту (МТЗ), не имеющую направленности. Аварийная МТЗ автоматически вводится при блокировке защит от неисправности цепей напряжения.

3.2.2 Основная защита. Второй комплект

В качестве второго комплекта основной быстродействующей защиты предусматривается типовый шкаф ШЭТ 220.06-0 (ДЗЛ + СЗ) продольной дифференциальной защиты ЛЭП 220 кВ с комплектом ступенчатых защит и обменом разрешающими сигналами с возможностью перевода на ОСШ.

«В составе шкафа предусматриваются следующие функции:

- продольная дифференциальная защита ЛЭП;
- СЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, КЦН, БК);
- ЛС (осуществляет передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по каналу связи ВОЛС)» [23];
- ЗНР;
- ОМП;
- РАС.

Для взаимодействия полукомплектов ДЗЛ предусматривается организовать по ВОЛС.

Проектируемая ДЗЛ должна быть совместима с полукомплектом расположенном на смежном конце линии.

Кроме функций ДЗЛ терминал содержит функции ступенчатых защит. Комплект ступенчатых защит содержит дистанционную защиту (ДЗ), токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), защиту от неполнофазного режима (ЗНР) и междуфазную токовую отсечку (МФТО). Логика автоматического и оперативного ускорения отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП. ДЗ имеет не менее трех ступеней от междуфазных замыканий и дополнительную ступень ДЗ от замыканий на землю, ТНЗНП имеет не менее четырех ступеней. Ступени должны иметь возможность выполнения направленными и иметь блокировки при неисправности цепей ТН (БНН). ДЗ должна иметь блокировку при качаниях в энергосистеме (БК). Комплект ступенчатых защит содержит аварийную максимальную токовую защиту (МТЗ), не имеющую направленности. Аварийная МТЗ автоматически вводится при блокировке защит от неисправности цепей напряжения.

3.2.3 Автоматика управления выключателем

В качестве автоматики управления выключателем предусматривается типовой шкаф ШЭТ 251.01-0. Шкаф, включающий функции УРОВ и АУВ и применяется для ЛЭП, подключенных через один выключатель без возможности перевода на ОСШ.

Шкаф имеет в составе следующие функции:

- АУВ;
- УРОВ;
- АПВ;
- КСН;
- ЗНФ;
- РАС;

«Комплект АУВ предусматривает функции:

- управления выключателем (узел включения выключателя, узел отключения выключателя, узел фиксации положения выключателя, узел фиксации несоответствия, защиту электромагнитов (ЭМ)

управления от длительного протекания тока, узел контроля исправности цепей управления);

- автоматического повторного включения (АПВ);
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- технологические защиты выключателя (контроль давления элегаза, контроль исправности обогрева выключателя, контроль заводки пружин, контроль исправности оперативных цепей выключателя) » [10].

Неиспользуемые функции АУВ предусматривается вывести в резерв.

Автоматическое повторное включение.

«Предусматривается однократное трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и от защит, с контролем наличия синхронизма напряжения на линии и на шинах. Для контроля синхронизма напряжения на линии и на шинах используются шкафы отбора напряжения (ШОН)» [9].

При выполнении АПВ реализовано:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета АПВ от внешних устройств;
- оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и удаленного доступа;
- разные выдержки времени АПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

Должны предусматриваться следующие виды контроля цепи пуска ТАПВ:

- с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия симметричного напряжения на шинах;
- с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия симметричного напряжения на линии;
- с контролем наличия синхронизма напряжений на линии и на шинах.
- без контроля напряжений и синхронизма.

Устройство резервирования выключателя.

В работе предусматривается использование функций индивидуального УРОВ. При отказе проектируемого выключателя УРОВ предусматривает действие:

- в ДЗШ 220 кВ на отключение секции шин;
- в основную защиту первый комплект на передачу сигнала телеотключения на смежный конец ЛЭП с запретом АПВ или останов ВЧ;
- в основную защиту второй комплект на передачу сигнала телеотключения на смежный конец ЛЭП с запретом АПВ.

Так же предусматривается действие пуска УРОВ обходного выключателя при переводе проектируемой ЛЭП через ОВ-220. При переводе на ОВ-220 и срабатывании УРОВ ОВ-220 предусматривается действие:

- в ДЗШ 220 кВ на отключение секции шин;
- в основную защиту первый комплект на передачу сигнала телеотключения на смежный конец ЛЭП с запретом АПВ и останов ВЧ;
- в основную защиту второй комплект на передачу сигнала телеотключения на смежный конец ЛЭП с запретом АПВ.

3.3 Защита шин

ДЗШ 220 кВ реализована на базе панелей 33 (защита I секции) и 34 (защита II секции). Шкаф ШЭТ 251.01-0 принимает от данных панелей

сигналы запрета АПВ «безусловный» и запрета АПВ «избирательный». А также сигнал пуска УРОВ и отключения от ДЗШ.

В работе предусматривается расширение существующей ДЗШ-220 на проектируемое присоединение с сохранением существующих принципов работы ДЗШ (предусмотрена установка дополнительных промежуточных реле и испытательных блоков).

3.4 Управление коммутационными аппаратами, сигнализация, измерения

На ПС управление выключателями выполняется дистанционно переключателями с панелей управления при помощи ключей управления с самовозвратом.

В работе предусматривается демонтаж существующей панели управления № 15 «РАС Черный ящик» и установку на ее место панели управления проектируемой ЛЭП.

Кроме дистанционного управления предусматривается местное управление непосредственно с ОРУ. Местное управление предусматривается для выключателя и всех разъединителей и заземляющих ножей [19]. В приводах разъединителей предусматривается световая сигнализация положения КА и ключ выбора местного или дистанционного управления. Для обеспечения безопасности переключений предусматриваются блоки управления разъединителями установленные на безопасном расстоянии с возможностью визуального контроля переключения разъединителей.

Кроме ключа управления выключателем проектируемая панель управления должна быть оборудована лампами световой сигнализации положения выключателя и световыми табло. На панели управления также предусматривается многофункциональный измерительный прибор для проектируемого присоединения.

3.5 Сигнализация

Предусматривается подключение проектируемых защит и АУВ в существующую общеподстанционную сигнализацию ПС, подключение шкафов к существующим шинкам сигнализации кабелями. Так же предусматривается подключение проектируемых защит к звуковой предупредительной и аварийной сигнализации и световым табло на панели центральной сигнализации и панели управления ВЛ.

3.6 Организация питания оперативным током

До выполнения работ, рассматриваемых в данной работе на ПС Левобережная, будут выполнены работы по замене АБ-1., ВЗУ-2шт., ЩПТ-3 панели, В-220 – 8шт. и проведена реконструкция СОПТ с установкой ШРОТ №1 панель №104 и ШРОТ №2 панель №43.

«Питание проектируемых защит предусматривается от резервных автоматических выключателей. Питание терминалов защит предусматривается от ШРОТ №2 панель №43, питание электромагнитов от ШРОТ №1 панель №104.

Автоматические выключатели оснащены сигнальным и блок контактами, для питания цепей электромагнитов выключателя используются отдельные автоматические выключатели, оснащенные кроме сигнального и аварийного Б/К независимыми расцепителями для защиты электромагнитов от длительного протекания тока» [7].

3.7 Организация цепей напряжения

Существующая схема организации цепей ТН выполнена на панели 36. Предусмотрено резервирование защит по цепям напряжения с ручным переводом цепей на другой ТН.

В работе предусматривается подключение измерительных цепей напряжения проектируемых защит к существующей панели ТН 220 кВ. Для выполнения принципа резервирования цепи напряжения для основной и резервных защит предусматривается выполнить отдельными кабелями.

3.8 Регистрация аварийных событий

В настоящее время на ПС эксплуатируется система регистрации аварийных событий (РАС) «Черный ящик» производства НТЦ «ГОСАН». Сервер РАС установлен в ГЩУ на панели 15. В работе предусмотрена замена сервера РАС на новый с установкой его на месте панели 37. Проектируемый сервер РАС предусматривается в шкафу заводского изготовления комплектно с периферийным оборудованием (клавиатура, мышь, монитор, промышленный компьютер, комплектация уточняется на стадии РД). Автономный РАС «Черный Ящик» необходимо синхронизировать с системой единого точного времени. Комплектация серверного шкафа РАС уточняется на стадии разработки рабочей документации.

На панелях управления установлены БИМы присоединений, для регистрации сигналов проектируемых присоединений необходима доукомплектация РАС устройством БИМ дискретных и аналоговых сигналов тока с установкой его в РЩ на панели 38.

Существующий РАС соответствует ГОСТ Р 58601-2019 [12]. В таблице 5 приведен перечень дополнительных дискретных сигналов, предусмотренных к регистрации автономным РАС.

В таблице 6 приведен перечень дополнительных аналоговых сигналов, предусмотренных к регистрации автономным РАС.

Таблица 5 - Перечень дискретных сигналов предусмотренных к регистрации автономным РАС

Источник сигнала		Наименование сигнала
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная	Шкаф № 107 ШЭТ 220.06-0 (ДЗЛ + СЗ)	Срабатывание защит
		Неисправность защит
	Шкаф № 106 ШЭТ 220.02-0 (ДФЗ + СЗ)	Срабатывание защит
		Неисправность защит
		Неисправность ВЧ канала
	Шкаф № 105 ШЭТ 251.01-0 (АУВ ТАПВ, УРОВ)	Срабатывание защит
		Неисправность защит
		РПО
		РПВ
		УРОВ
		АПВ

Таблица 6 - Перечень аналоговых сигналов предусмотренных к регистрации автономным РАС

Наименование присоединения	Наименование сигнала
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная	Ia
	Ib
	Ic
	3Io
	I _{ПР} (ток приема ВЧПП)
	I _{ПЕР} (ток передачи ВЧПП)

«Проектируемые УРЗА имеют ограниченное количество выходных дискретных контактов.

Для резервирования работы терминалов РАС, а также при необходимости верификации показаний, предполагается дополнительное использование встроенных в устройства РЗ функций с алгоритмами записей (осциллограмм) аварийных процессов. РАС встроенные в терминалы проектируемых РЗА. Перечень аналоговых и дискретных сигналов, регистрируемых встроенными РАС в составе терминалов РЗА представлен в

СТО 56947007-33.040.20.282-2019 Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 – 750 кВ. Архитектура I типа» [23].

3.9 Оперативная блокировка разъединителей

В работе предусматривается оперативная блокировка, предназначенная для предотвращения неправильных (ошибочных) действий оперативного персонала.

Питание ОБР предусматривается выполнить от существующей панели питания ОБР панели 40.

Схема оперативной блокировки предусматривается с учетом условия, что разъединители 220 кВ имеют механическую блокировку со своими заземлителями, кроме того разъединители с электродвигательными приводами должны иметь электрическую блокировку.

Оперативная блокировка предусматривается электромагнитная с использованием для разблокировки КА электромагнитного ключа. Схему электромагнитной блокировки предусматривается собрать в шкафах зажимов (ШЗВ-200) наружной установки в проектируемых ячейках ОРУ-220 кВ.

3.10 Перевод защит на обходной выключатель

В работе предусматривается перевод двух комплектов основных защит через обходной выключатель. Для перевода второго комплекта предусматривается использование резервной обмотки ТТ ОВ-220 кВ (ТА5). Для организации перевода предусматривается установка дополнительных испытательных блоков на существующую панель перевода №45.

3.11 Расчет вторичных параметров ТТ и сечения жил кабелей

Расчет произведен на основании:

- 5916ТМ-Т1 «Рекомендации по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях релейной защиты» [25];
- ГОСТ 30323-95 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания» [6];
- ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» [13].

В соответствии с нормативными документами ТТ и их вторичные цепи должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить точную работу измерительных органов защит при токах короткого замыкания – токовая погрешность ТТ $f \leq 10\%$;
- не допустить при КЗ повышения напряжения на зажимах вторичной обмотки выше 1000 В;
- не входить в насыщение при действии токов короткого замыкания ранее, минимально допустимого времени правильной работы устройств РЗА;
- проверить кабель, аналоговые входы терминалов, приборов и реле по условию термической стойкости к токам короткого замыкания во вторичных цепях.

3.11.1 Выбор сечения кабелей с учетом допустимой токовой погрешности

Проверка выполняется исходя из условия, что фактическая нагрузка на вторичную обмотку трансформатора тока не будет превышать допустимую при требуемой кратности тока.

$$Z_{н.факт} \leq Z_{2доп} \quad (17)$$

Расчет требуемой кратности первичному току.

Расчет требуемой (расчетной) кратности выполняется из условия полной трансформации токов КЗ (однофазных и трехфазных) во вторичную обмотку без насыщения ТТ. Расчет требуемой кратности выполняется по выражению:

$$K_{\text{расч}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{ном.перв}}} ; K_{\text{расч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(1)}}{I_{\text{ном.перв}}} \quad (18)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$; $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – максимальный ток короткого замыкания - однофазный, трехфазный, А;

« $I_{\text{ном.перв}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А»
[11].

«Повышающий коэффициент А определяется в соответствии с зависимостью $A(f)$, приведенной на рисунке 7.

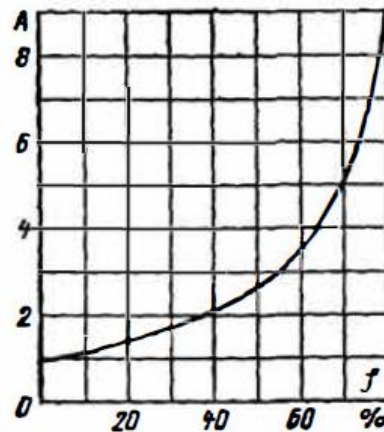


Рисунок 7 - Зависимость $A(f)$ » [11]

Максимальная кратность определяется по выражению:

$$K_{\text{макс}} = A \cdot K_{\text{расч}}; \quad (19)$$

где А – повышающий коэффициент, зависящий от требуемой погрешности $A(f)$.

В расчётах принимается при погрешности $f = 10\%$ $A = 1,1$.

Расчет допустимой вторичной нагрузки на обмотку ТТ.

Вторичная допустимая нагрузка из условия не превышения токовой погрешности ТТ ($f \leq 10\%$) определяется по выражению:

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{K_{10\text{ном}}}{K_{\text{макс}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2} \right), \text{ Ом} \quad (20)$$

где « $K_{10\text{ном}}$ – номинальная предельная кратность ТТ (технические характеристики ТТ);

$K_{\text{макс}}$ – максимальная кратность ТТ;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ, ВА;

I_2 – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А.

Определение допустимого сопротивления кабеля во вторичных цепях ТТ» [1].

Исходя из допустимой вторичной нагрузки на ТТ можно вычислить допустимое сопротивление кабеля, для обмоток, соединенных в «полную звезду» в зависимости от видов КЗ, по выражениям:

$$\begin{aligned} &\text{- при трехфазном КЗ} && r_{\text{доп.пр}}^{(3)} = Z_{2\text{доп}} - r_{\text{р.ф}} - r_{\text{пер}} \\ &\text{- при однофазном КЗ} && r_{\text{доп.пр}}^{(1)} = \frac{Z_{2\text{доп}} - r_{\text{р.ф}} - r_{\text{р.0}} - r_{\text{пер}}}{2} \end{aligned} \quad (21)$$

где $r_{\text{р.ф}}$ – сопротивление обмотки реле (терминала) в фазном проводнике, Ом (вычисляется как $r_{\text{р.ф}} = S_2 / I_p^2$; S_2 – мощность, потребляемая реле (входом терминала), ВА

I_2 – ток при котором указана потребляемая мощность, А

$r_{\text{р.0}}$ – сопротивление реле (терминала) в нулевом проводнике, Ом

$r_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление контактов (принято 0,1 Ом).

Определение сечения кабеля.

Для удобства расчетное сечение жил кабелей определяется в базисных величинах – через вычисление базисной длины кабеля, для кабеля с медными жилами сечением 2,5 мм² или для кабеля с алюминиевыми жилами сечением 4 мм²:

$$\begin{aligned}l_{\text{баз}}^{(3)} &= 143 \cdot r_{\text{доп. пр.}}^{(3)}, \text{ м;} \\l_{\text{баз}}^{(1)} &= 143 \cdot r_{\text{доп. пр.}}^{(1)}, \text{ м;} \end{aligned} \quad (22)$$

Расчетное сечение кабеля определяется по выражениям:

$$S_{\text{расч. медь}} = 2,5 \cdot \frac{l_{\text{дейст}}}{l_{\text{баз}}}; S_{\text{расч. алюм}} = 4 \cdot \frac{l_{\text{дейст}}}{l_{\text{баз}}}, \text{ мм}^2 \quad (23)$$

где $l_{\text{дейст}}$ – расчётная длина кабеля;

$l_{\text{баз}}$ – базисная длина кабеля.

Результатом расчета является выбранное сечение кабеля, которое принято минимальным из ряда номинальных сечений, но при этом больше расчетного.

Результаты расчета сечения жил контрольных кабелей и выбор вторичных параметров ТТ сведены в таблицу 7.

Значения токов КЗ приняты на 2026 год с учетом подпитки токов КЗ со стороны АЭС БРЕСТ.

Длины цепей тока приняты с запасом 10%.

Таблица 7 - Расчет сечения жил контрольных кабелей и выбор вторичных параметров ТТ

Элемент сети, Тип защиты, Вид защиты Схема соединения ТТ	Номинальные параметры ТТ					Кабель		Токи короткого замыкания $I^{(3)}, I^{(1)}, A$
	Тип	$K_{ТТ}$ I_1 / I_2	Вторичная мощность $S_{ном}, VA$	Предельная кратность $K_{ном}, o.e.$	Сопр. втор. обмотки $Z_2, Ом$	Материал	Длина $L, м$	
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. ТА3 ДЗШ Полная звезда	-	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	Медь	300	Трехфазное КЗ 13440
								Однофазное КЗ 13780
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4 АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	-	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	Медь	300	Трехфазное КЗ 13440
								Однофазное КЗ 13780
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5 Полная звезда	-	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	Медь	300	Трехфазное КЗ 13440
								Однофазное КЗ 13780
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6 ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	-	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	Медь	300	Трехфазное КЗ 13440
								Однофазное КЗ 13780

Продолжение таблицы 7

Элемент сети, Тип защиты, Вид защиты Схема соединения ТТ	Расчетная кратность первичного тока $K_{расч}$	Погреш ность $f, \%$	Коэффи циент A	Максима льная кратность $K_{макс}$	R приборов и реле, Ом			Допустимое сопротивлени е, Ом $Z_{2доп}, Ом$
					в «фазе» $r_{р.ф.}$	в «нуле» $r_{р.0.}$	Перехо дное $r_{пер}$	
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. ТА3 ДЗШ Полная звезда	$\frac{13440}{1000} = 13,44$	10	1,1	14,8	0	0	0,1	11,57
	$\frac{13074}{1000} = 13,78$			15,2				11,16
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4 АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	$\frac{13440}{1000} = 13,44$	10	1,1	14,8	2	0	0,1	11,57
	$\frac{13074}{1000} = 13,78$			15,2				11,16
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5 Полная звезда	$\frac{13440}{1000} = 13,44$	10	1,1	14,8	2	0	0,1	11,57
	$\frac{13074}{1000} = 13,78$			15,2				11,16
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6 ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	$\frac{13440}{1000} = 13,44$	10	1,1	14,8	2	0	0,1	11,57
	$\frac{13074}{1000} = 13,78$			15,2				11,16

Продолжение таблицы 7

Элемент сети, Тип защиты, Вид защиты Схема соединения ТТ	Расчет сечения по условию $f \leq 10\% \text{ ТТ}$			Выбранное сечение жил кабелей, мм^2 $S_{\text{ном}}$
	Допустимое сопротивление кабеля, Ом $R_{\text{доп.пр.}}$	Базисная длина, м $l_6 = 143 \times r_{\text{пр}}$	Расчетное сечение, мм^2 $S_{\text{расч}}$	
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. ТА3 ДЗШ Полная звезда	11,57-0-0,1=11,47	143×11,47=1640	0,457	4
	(11,16-0-0-0,1)/2=5,53	143×5,53=791	0,948	
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4 АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	11,57-2-0,1=9,47	143×9,47=1354	0,554	4
	(11,16-2-0-0,1)/2=4,53	143×4,53=648	1,158	
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5 Полная звезда	11,57-2-0,1=9,47	143×9,47=1354	0,554	4
	(11,16-2-0-0,1)/2=4,53	143×4,53=648	1,158	
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6 ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	11,57-2-0,1=9,47	143×9,47=1354	0,554	4
	(11,16-2-0-0,1)/2=4,53	143×4,53=648	1,158	

3.11.2 Проверка вторичных цепей ТТ на термическую стойкость токам КЗ

Расчет максимального вторичного тока КЗ.

Расчет максимального вторичного тока, протекающего во вторичной цепи при КЗ вычисляется по формуле:

$$I_{2КЗ}^{(1)} = \frac{I_{КЗ}^{(1)}}{K_{ТТ}}; I_{2КЗ}^{(3)} = \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}; \text{ А} \quad (24)$$

где « $I_{КЗ}^{(1)}$; $I_{КЗ}^{(3)}$ » – максимальный первичный ток однофазного или трехфазного КЗ;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Проверка по тепловому импульсу во вторичных цепях ТТ при КЗ» [6].

Максимально допустимое значение теплового импульса по току односекундной термической стойкости входа терминала определяется по формуле:

$$B_K = (40 \cdot I_{2НОМ})^2 \cdot 1; \text{ А}^2\text{с} \quad (25)$$

где $I_{2НОМ}$ – номинальный ток входа терминала, А.

Расчетный тепловой импульс определяется по выражению:

$$B_{расч} = I_{2КЗ}^2 \cdot (t_{сз} + t_{откл.Q}); \text{ А}^2\text{с} \quad (26)$$

где $I_{2КЗ}$ – ток короткого замыкания во вторичной цепи ТТ, А;

$t_{сз}$ – время срабатывания защиты, в расчетах принимается с запасом =1, с;

$t_{откл.Q}$ – время отключения выключателя принято с запасом = 0,1, с;

Проверка принятого сечения по условию термической стойкости.

Проверка принятого сечения по условию термической стойкости приборов и реле выполняется расчетом минимально допустимого сечения проводника:

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{расч}}}}{C_T}, \text{ мм}^2 \quad (27)$$

где $B_{\text{расч}}$ – тепловой импульс во вторичной цепи возникающий при коротких замыканиях, $\text{А}^2\text{с}$;

C_T – температурный коэффициент для проводников сечением 2,5 – 6 мм^2 из меди принят 120, для алюминиевых проводников принят 75.

По результатам расчета, расчетные сечение не должно быть меньше минимально допустимого значений по требованиям ПУЭ - 2,5 мм^2 для медных проводников и 4 мм^2 для алюминиевых проводников по условию механической прочности проводников в цепи тока.

3.11.3 Проверка допустимого напряжения на вторичных зажимах ТТ

Расчетным условием является, что бы вторичное напряжение на зажимах ТТ не превышало 1000В при расчетной вторичной нагрузке на ТТ.

Расчетная вторичная нагрузка определяется для обмоток, соединенных в «полную звезду» в зависимости от видов КЗ, по выражениям:

$$\begin{aligned} \text{- при трехфазном КЗ} \quad Z_{\text{факт}}^{(3)} &= r_{\text{пр}} + r_{\text{р.ф}} + r_{\text{пер}} \\ \text{- при однофазном КЗ} \quad Z_{\text{факт}}^{(1)} &= 2 \cdot r_{\text{пр}} + r_{\text{р.ф}} + r_{\text{р.0}} + r_{\text{пер}} \end{aligned} \quad (28)$$

где $r_{\text{р.ф}}$ – сопротивление обмотки реле (терминала) в фазном проводнике, Ом (вычисляется как $r_{\text{р.ф}} = S_2 / I_{\text{р2}}^2$; S_2 – мощность, потребляемая реле (входом терминала), ВА

I_{p2} – ток при котором указана потребляемая мощность, А

$r_{p.0}$ – сопротивление реле (терминала) в нулевом проводнике, Ом

$r_{пер}$ – переходное сопротивление контактов (принято 0,1 Ом).

Расчетная вторичная нагрузка определяется для обмоток, соединенных в «треугольник» в зависимости от видов КЗ, по выражениям:

$$\begin{aligned} \text{- при трехфазном КЗ} \quad Z_{\text{факт}}^{(3)} &= 3 \cdot r_{\text{пр}} + 3 \cdot r_{\text{р.ф}} + r_{\text{пер}} \\ \text{- при однофазном КЗ} \quad Z_{\text{факт}}^{(1)} &= 2 \cdot r_{\text{пр}} + 2 \cdot r_{\text{р.ф}} + r_{\text{пер}} \end{aligned} \quad (29)$$

где $r_{\text{р.ф}}$ – сопротивление обмотки реле (терминала) в фазном проводнике, Ом (вычисляется как $r_{\text{р.ф}} = S_2 / I_{p2}^2$; S_2 – мощность, потребляемая реле (входом терминала), ВА

I_{p2} – ток при котором указана потребляемая мощность, А

« $r_{p.0}$ – сопротивление реле (терминала) в нулевом проводнике, Ом

$r_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление контактов (принято 0,1 Ом)» [1].

«Сопротивление проводника определяется исходя из выбранного номинального сечения и рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma \cdot S}, \text{ В} \quad (30)$$

где l – длина кабеля, м;

S – номинальное сечение проводника, мм²;

γ – удельная проводимость материала жил кабелей. Для меди принято 57, для алюминия 34,5, м/Ом·мм².

Расчет напряжения на вторичных зажимах ТТ рассчитывается по формуле» [15]:

$$U_2^{(1)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(1)} \cdot Z_{\text{факт}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}}; U_2^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot Z_{\text{факт}}^{(3)}}{K_{\text{ТТ}}}, \text{ В} \quad (31)$$

где « $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$; $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – максимальный первичный ток однофазного или трехфазного КЗ» [6];

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$Z_{\text{факт}}$ – расчетная нагрузка на ТТ с учетом выбранного сечения проводников, Ом.

Проверочные расчёты на термическую стойкость и допустимое напряжение на вторичных зажимах ТТ приведены в таблице 8.

3.11.4 Определение времени до насыщения трансформаторов тока аналитическим методом

Расчет номинальных параметров трансформаторов тока.

«Расчет номинальной нагрузки рассчитывается по формуле» [15]:

$$Z_{\text{н.ном}} = \frac{S_{\text{н.ном}}}{I_{2.\text{ном}}^2}, \text{ Ом} \quad (32)$$

где « $S_{\text{н.ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформаторов тока, В·А;

$I_{2.\text{ном}}^2$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А.

Номинальное значение угла сопротивления нагрузки рассчитывается по формуле» [15]:

$$\varphi_{\text{н.ном}} = \arccos \varphi_{\text{н.ном}}, \text{ эл. град} \quad (33)$$

где « $\cos \alpha$ – косинус угла сопротивления вторичной нагрузки ТТ, о.е.» [15]. В расчётах принимается $\cos \varphi_{\text{н.ном}} = 0,8$.

Таблица 8 - Проверочные расчёты на термическую стойкость и допустимое напряжение на вторичных зажимах ТТ

Элемент сети, Тип защиты,	Проверка сечения жил кабеля по условию термической стойкости к токам КЗ				
	Принятое время срабатывания РЗ, не более, с $t_{сз}$	Максимальный вторичный ток КЗ, А $I_{2КЗ} = I^{(3,1)}_{КЗ} / K_{ТТ}$	Расчётный тепловой импульс во вторичной цепи при токе КЗ, А ² с $B_{красч} = I^2_{КЗ} \cdot (t_{сз} + t_{откл. Q})$	Допустимый тепловой импульс при токе 1 секундной термической стойкости, А ² с $B_k = (40 \cdot I)^2_{2ном} \cdot t_{сз}$	Минимальное расчетное сечение по условию термической стойкости $S_{мин} = \sqrt{B_{красч}} / C_T, \text{ мм}^2$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА3 ДЗШ Полная звезда	1	$\frac{13440}{1000/5} = 67,2$	$67,2^2 \cdot (1+0,1) = 4968$	$200^2 \cdot 1 = 40000$	$\frac{\sqrt{4968}}{120} = 0,588$
		$\frac{13780}{1000/5} = 68,9$	$68,9^2 \cdot (1+0,1) = 5222$		$\frac{\sqrt{5222}}{120} = 0,603$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4 АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	1	$\frac{13440}{1000/5} = 67,2$	$67,2^2 \cdot (1+0,1) = 4968$	$200^2 \cdot 1 = 40000$	$\frac{\sqrt{4968}}{120} = 0,588$
		$\frac{13780}{1000/5} = 68,9$	$68,9^2 \cdot (1+0,1) = 5222$		$\frac{\sqrt{5222}}{120} = 0,603$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5 ДФЗ + СЗ ШЭТ 220.02-0 Полная звезда	1	$\frac{13440}{1000/5} = 67,2$	$67,2^2 \cdot (1+0,1) = 4968$	$200^2 \cdot 1 = 40000$	$\frac{\sqrt{4968}}{120} = 0,588$
		$\frac{13780}{1000/5} = 68,9$	$68,9^2 \cdot (1+0,1) = 5222$		$\frac{\sqrt{5222}}{120} = 0,603$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6 ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	1	$\frac{13440}{1000/5} = 67,2$	$67,2^2 \cdot (1+0,1) = 4968$	$200^2 \cdot 1 = 40000$	$\frac{\sqrt{4968}}{120} = 0,588$
		$\frac{13780}{1000/5} = 68,9$	$68,9^2 \cdot (1+0,1) = 5222$		$\frac{\sqrt{5222}}{120} = 0,603$

Продолжение таблицы 8

Элемент сети, Тип защиты,	Проверка сечения жил кабеля по условию термической стойкости к токам КЗ	Напряжение на вторичных зажимах трансформатора тока, В		
	Выполнение условий проверки термической стойкости $V_{\text{красч}} < V_k \quad S_{\text{мин}} < S_{\text{ном}}$	Фактическое сопротивление цепи ТТ, Ом $Z_{\text{факт}}$	Напряжение на вторичных зажимах трансформатора тока, В $U_{2\text{макс}} = I_{\text{кз}} \cdot Z_{\text{факт}} / K_{\text{ТТ}}$	Выполнение условия проверки превышения напряжения $U_{2\text{макс}} < 1000 \text{ В}$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА3 ДЗШ Полная звезда	Стойкость входа терминала: $5222 < 40000$ - выполняется	1,42	$\frac{13440 \cdot 1,42}{1000/5} = 96$	$96 < 1000$ Выполняется
	Сечение жил кабеля: $0,603 < 4$ - выполняется	2,73	$\frac{13780 \cdot 2,73}{1000/5} = 189$	$189 < 1000$ Выполняется
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4 АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	Стойкость входа терминала: $5222 < 40000$ - выполняется	3,42	$\frac{13440 \cdot 3,42}{1000/5} = 230$	$230 < 1000$ Выполняется
	Сечение жил кабеля: $0,603 < 4$ - выполняется	4,73	$\frac{13780 \cdot 4,73}{1000/5} = 326$	$326 < 1000$ Выполняется
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5 ДФЗ + СЗ ШЭТ 220.02-0 Полная звезда	Стойкость входа терминала: $5222 < 40000$ - выполняется	3,42	$\frac{13440 \cdot 3,42}{1000/5} = 230$	$230 < 1000$ Выполняется
	Сечение жил кабеля: $0,603 < 4$ - выполняется	4,73	$\frac{13780 \cdot 4,73}{1000/5} = 326$	$326 < 1000$ Выполняется
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6 ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	Стойкость входа терминала: $5222 < 40000$ - выполняется	3,42	$\frac{13440 \cdot 3,42}{1000/5} = 230$	$230 < 1000$ Выполняется
	Сечение жил кабеля: $0,603 < 4$ - выполняется	4,73	$\frac{13780 \cdot 4,73}{1000/5} = 326$	$326 < 1000$ Выполняется

«Номинальное значение активного сопротивления нагрузки ТТ рассчитывается по формуле» [17]:

$$R_{н.ном} = Z_{н.ном} \cdot \cos \varphi_{н.ном}, \text{ Ом} \quad (34)$$

«Номинальное значение реактивного сопротивления нагрузки ТТ рассчитывается по формуле» [17]:

$$X_{н.ном} = Z_{н.ном} \cdot \sin \varphi_{н.ном}, \text{ Ом} \quad (35)$$

«Расчет фактического сопротивления нагрузки.

Активное сопротивление жил кабелей рассчитывается по формуле» [17]:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом} \quad (36)$$

где « ρ – удельное сопротивление проводника, Ом·мм²/м. Для медных проводников в расчетах принято $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м, для алюминиевых $\rho = 0,028$ Ом·мм²/м;

l – длина контрольного кабеля, м;

S – площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля, мм²» [17].

Реактивное сопротивление жил кабелей принимается равным нулю $x_{пр} = 0$, Ом.

Полное сопротивление реле (аналогового входа терминала) включенного в наиболее загруженную фазу рассчитывается по формуле:

$$Z_{рф} = \frac{S_{рф}}{I_{2.ном}^2}, \text{ Ом} \quad (37)$$

где $S_{рф}$ – номинальная мощность, потребляемая обмоткой реле (аналоговым входом терминала) наиболее загруженной фазы. Для аналоговых входов терминала принимается $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$;

$I_{2.ном}^2$ – номинальный ток реле (аналогового входа терминала), А.

Полное сопротивление реле (аналогового входа терминала) включенного в нулевой проводник рассчитывается по формуле:

$$Z_{р0} = \frac{S_{р0}}{I_{2.ном}^2}, \text{ Ом} \quad (38)$$

где $S_{р0}$ – номинальная мощность, потребляемая обмоткой реле (аналоговым входом терминала) наиболее загруженной фазы. Для аналоговых входов терминала принимается $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$;

$I_{2.ном}^2$ – номинальный ток реле (аналогового входа терминала), А.

«Полное сопротивление цепи ТТ, соединенных по схеме «полная звезда» при трехфазном КЗ рассчитывается по формуле» [22]:

$$R_{н.факт} = r_{пр} + Z_{рф}, \text{ Ом} \quad (39)$$

«Полное сопротивление цепи ТТ, соединенных по схеме «полная звезда» при однофазном КЗ рассчитывается по формуле» [22]:

$$R_{н.факт} = 2 \cdot r_{пр} + Z_{рф} + Z_{р0}, \text{ Ом} \quad (40)$$

Полные сопротивления цепи ТТ.

«Номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ необходимо рассчитывать по формуле:

$$Z_{2\Sigma_{\text{НОМ}}} = \sqrt{(R_2 + Z_{\text{н.НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}})^2 + (X_2 + Z_{\text{н.НОМ}} \cdot \sin\varphi_{\text{НОМ}})^2}, \text{ Ом} \quad (41)$$

где R_2 – активное сопротивление вторичной обмотки ТТ. Принят по паспортным данным ТТ;

X_2 – индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ. В расчётах принимается $X_2 = 0$ » [22].

«Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ необходимо рассчитывать по формуле:

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.факт}})^2 + (X_2 + X_{\text{н.факт}})^2}, \text{ Ом} \quad (42)$$

где R_2 – активное сопротивление вторичной обмотки ТТ. Принят по паспортным данным ТТ;

$R_{\text{н.факт}}$ – активное сопротивление вторичной цепи. В расчетах принимается равным $Z_{\text{н.факт}}$ и рассчитывается по формуле (25) и (26) для трехфазного и однофазного КЗ соответственно;

X_2 – индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ. В расчётах принимается $X_2 = 0$;

$X_{\text{н.факт}}$ – реактивное сопротивление вторичной цепи. В расчетах принимается $X_{\text{н.факт}} = 0$ » [22].

Параметр режима А.

Параметр режима А необходимо вычислять по формуле:

$$A = \frac{I_{1.\text{НОМ}} \cdot K_{\text{НОМ}} \cdot Z_{2\Sigma_{\text{НОМ}}}}{I_{\text{КЗ}} \cdot Z_{2\Sigma}}, \text{ о. е.} \quad (43)$$

где $I_{1.\text{НОМ}}$ – номинальный первичный ток ТТ, А;

$K_{\text{НОМ}}$ – номинальная предельная кратность ТТ;

$I_{\text{кз}}$ – максимальное значение однофазного или трехфазного тока короткого замыкания, протекающего через ТТ. Действующее значение, А.

Эквивалентная постоянная времени.

«При приближенных расчетах эквивалентную постоянную времени $T_{\text{р.экв}}$ допускается рассчитывать по формуле:

$$T_{\text{р.экв}} = \frac{1}{I_{\text{кз}\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{кз}i} \cdot T_{\text{р.}i} \right), \quad (44)$$

где $I_{\text{кз}i}$ – действующее значение тока КЗ в i -й ветви, А;

X_i – эквивалентное индуктивное сопротивление i -й ветви относительно точки КЗ, Ом;

R_i – эквивалентное активное сопротивление i -й ветви относительно точки КЗ, Ом» [22].

«Постоянная времени затухания апериодической составляющей первичного тока i -й ветви рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{р.}i} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i}, \text{ с} \quad (45)$$

где $\omega = 2\pi f = 314$ – угловая частота, с^{-1} ;

X_i – эквивалентное индуктивное сопротивление i -й ветви относительно точки КЗ, Ом;

R_i – эквивалентное активное сопротивление i -й ветви относительно точки КЗ, Ом» [22].

«В расчетах максимальный ток КЗ рассчитывались в программном комплексе ПВК «АРУ РЗА». Схемно-режимная ситуация учитывалась следующим образом» [6]:

- место КЗ выбиралось на рассматриваемом присоединении (ветви) вблизи шин;
- при расчете токов КЗ производилось отключение присоединения (ветви) с противоположного конца;
- для трехфазного КЗ в качестве $R_{\text{экв}}$, $X_{\text{экв}}$ принималось сопротивление прямой последовательности активная и реактивная часть соответственно;
- для однофазного КЗ в качестве $R_{\text{экв}}$, $X_{\text{экв}}$ принималось сопротивление нулевой последовательности активная и реактивная часть соответственно.

«Расчет времени до насыщения ТТ при отсутствии остаточной намагниченности.

При отсутствии в сердечниках ТТ остаточной магнитной индукции время до насыщения ТТ необходимо рассчитывать по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{p.\text{экв}} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{p.\text{экв}}}{\omega \cdot T_{p.\text{экв}} - A + 1}, \text{ с} \quad (46)$$

Расчет по формуле (46) допустим при соблюдении условий:

$$\omega \cdot T_{p.\text{экв}} + 1 > A \quad (47)$$

Невыполнение условия (47) означает, что насыщение магнитопровода отсутствует, и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

$$A > 1 \quad (48)$$

Невыполнение условия (48) означает, что эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима, т. к. ток предельной кратности меньше действующего значения тока КЗ.

Расчет времени до насыщения ТТ при наличии остаточной намагниченности.

При наличии в сердечниках ТТ остаточной магнитной индукции время до насыщения ТТ необходимо рассчитывать по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{p.\text{ЭКВ}} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{p.\text{ЭКВ}}}{\omega \cdot T_{p.\text{ЭКВ}} - A \cdot (1 - K_r) + 1}, \text{ с} \quad (49)$$

где K_r – коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ необходимо принимать равным 0,86.

Расчет по формуле (49) допустим при соблюдении условий:

$$\omega \cdot T_{p.\text{ЭКВ}} + 1 > A \cdot (1 - K_r) \quad (50)$$

Невыполнение условия (51) означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

$$A \cdot (1 - K_r) > 1 \quad (51)$$

В случае, если:

- условие (50) не выполняется;
- значение $t_{\text{нас}}$ вычисленное по формуле (49), принимает отрицательное значение;
- значение $t_{\text{нас}}$, полученное по результатам вычислений аналитическим методом, составило менее 15 мс, следует использовать графический метод по паспортным данным» [13].

3.11.5 Определение времени до насыщения трансформаторов тока графическим методом по паспортным данным

При применении графического метода по паспортным данным следует использовать расчетные параметры, вычисленные при аналитическом методе.

Для выбора универсальных характеристик необходимо рассчитать косинус угла сопротивления ветви вторичной нагрузки ТТ по формуле:

$$\cos\alpha = \frac{R_2 + R_{н.факт}}{Z_{2\Sigma}}, \text{ о.е.} \quad (52)$$

Для определения времени до насыщения ТТ без учета остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р.}$ необходимо отложить значения параметра A , которые необходимо рассчитывать по формуле (43), и на универсальных характеристиках, соответствующих рассчитанному значению $T_{p.экв}$, необходимо определять соответствующие им значения $t_{нас}$.

$$K_{п.р.}(t_{нас}) = A \quad (53)$$

Для определения времени до насыщения ТТ с учетом остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р.}$ необходимо отложить значения $A \cdot (1 - K_r)$, и на универсальных характеристиках, соответствующих рассчитанному значению $T_{p.экв}$, следует определять соответствующие им значения $t_{нас}$.

$$K_{п.р.}(t_{нас}) = A \cdot (1 - K_r) \quad (54)$$

При применении графического метода по паспортным данным время до насыщения ТТ необходимо пользоваться универсальными характеристиками из приложения Б ГОСТ Р 58669-2019. Универсальная характеристика для $\cos\alpha = 1$ приведена на рисунке 8.

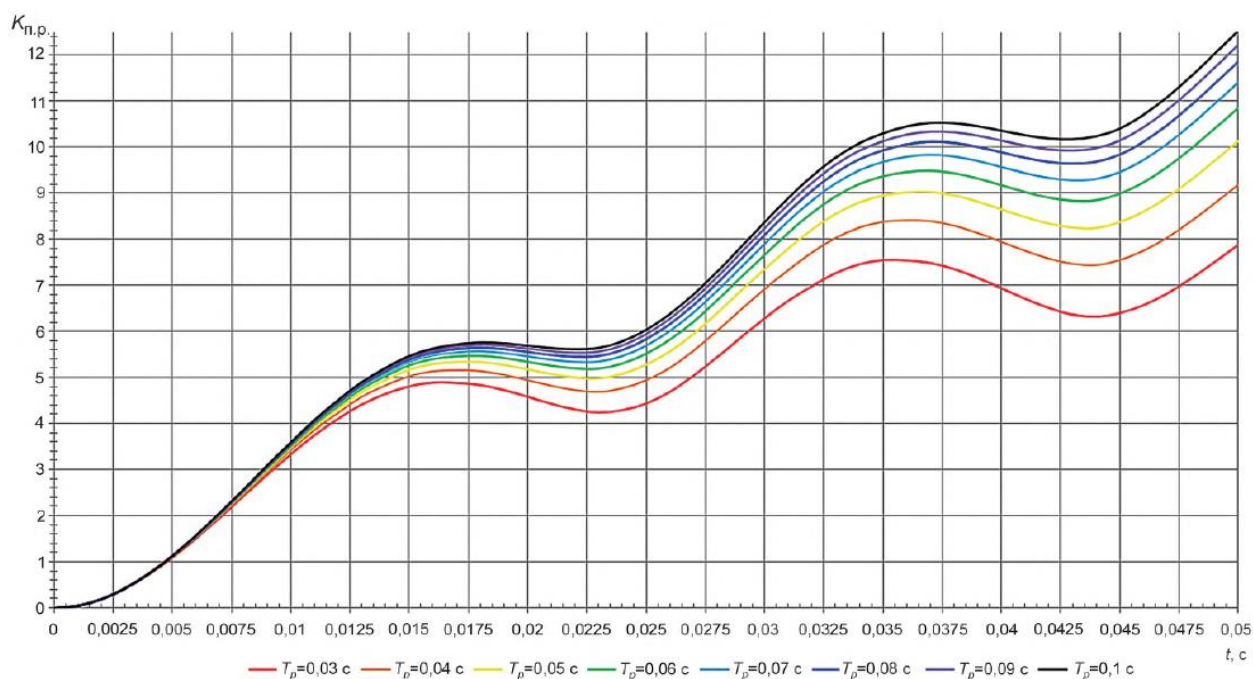


Рисунок 8 - Универсальная характеристика для $\cos \alpha = 1$

Минимальное время до насыщения магнитопровода ТТ апериодической составляющей тока КЗ при, котором обеспечивается правильная работа РЗА принято не менее 6 мс.

Определение времени до насыщения трансформаторов тока сведем в таблицу 9.

Выводы по разделу.

Все предусматриваемые шкафы для защиты линии 220 кВ в рамках данной работы построены по I архитектуре:

- суммирование аналоговых измерений выполняется в цифровом виде;
- управление режимами работы устройств осуществляется в полном объеме как по месту с помощью функциональных клавиш на каждом ИЭУ, так и дистанционно из системы АСУ ТП.

Согласно результатам расчетов динамической устойчивости ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ПС Левобережная должны быть установлены два комплекта быстродействующих защит с абсолютной селективностью.

Таблица 9 - Определение времени до насыщения трансформаторов тока

Присоединение	Короткое замыкание			Номинальные параметры ТТ										
	Ток КЗ I _{кз} , А	R _{экв} , Ом	X _{экв} , Ом	Тип	Класс точности	K _{тТ} $\frac{I_1}{I_2}$	S _{н.ном} , ВА	K _{ном} , о.е.	R ₂ , Ом	Z _{н.ном} , Ом	cosα	φ _{н.ном} , °	R _{н.ном} , Ом	X _{н.ном} , Ом
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. ТА3. ДЗШ Полная звезда	трехфазное 13440	0,593	7,66	-	10PR	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	2	0,80	37	1,6	1,2
	однофазное 13780	0,583	7,414											
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4. АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	трехфазное 13440	0,593	7,66	-	10PR	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	2	0,80	37	1,6	1,2
	однофазное 13780	0,583	7,414											
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5. ДФЗ + СЗ ШЭТ 220.02-0 Полная звезда	трехфазное 13440	0,593	7,66	-	10PR	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	2	0,80	37	1,6	1,2
	однофазное 13780	0,583	7,414											
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6. ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	трехфазное 13440	0,593	7,66	-	10PR	$\frac{1000}{5}$	50	35	5	2	0,80	37	1,6	1,2
	однофазное 13780	0,583	7,414											

Продолжение таблицы 9

Присоединение	Кабель				Сопротивление реле			Расчетные параметры				
	L, м	S, мм ²	r _{пр} , Ом	X _{пр} , Ом	Z _{рф} , Ом	Z _{р0} , Ом	R _{н.факт} , Ом	Z _{2Σном} , Ом	Z _{2Σ} , Ом	A, о.е.	T _{р.экв} , с	Условие $\omega \cdot T_{р.экв} + 1 > A$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. ТА3. ДЗШ Полная звезда	300	4	1,31	0	0,00	0,0	1,31	6,7	6,31	2,77	0,04	Выполняется
							2,63	6,7	7,63	2,23	0,04	Выполняется
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4. АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	300	4	1,31	0	2,00	0,0	3,31	6,7	8,31	2,10	0,04	Выполняется
							4,63	6,7	9,63	1,77	0,04	Выполняется
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5. ДФЗ + СЗ ШЭТ 220.02-0 Полная звезда	300	4	1,31	0	2,00	0,0	3,31	6,7	8,31	2,10	0,04	Выполняется
							4,63	6,7	9,63	1,77	0,04	Выполняется
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6. ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	300	4	1,31	0	2,00	0,0	3,31	6,7	8,31	2,10	0,04	Выполняется
							4,63	6,7	9,63	1,77	0,04	Выполняется

Продолжение таблицы 9

Присоединение	Расчетные параметры				Время до насыщения ТТ, мс	
	Условие $A > 1$	K_{Γ} , о.е.	Условие $\omega \cdot T_{p.э\kappa\beta} + 1 > A \cdot (1 - K_{\Gamma})$	Условие $A \cdot (1 - K_{\Gamma}) > 1$	Без остаточной намагниченности	С остаточной намагниченностью $K_{\Gamma}=0,1$
ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная. ТА3. ДЗШ Полная звезда	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	8	7,5
	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	7	6,5
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА4. АУВ, ТАПВ, УРОВ ШЭТ 251.01-0 Полная звезда	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	7	6,5
	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	6	6
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА5. ДФЗ + СЗ ШЭТ 220.02-0 Полная звезда	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	7	6,5
	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	6	6
ВЛ 220 кВ АЭС Брест - ПС Левобережная. ТА6. ДЗЛ + СЗ ШЭТ 220.06-0 Полная звезда	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	7	6,5
	Выполняется	0,10	Выполняется	Выполняется	6	6

В качестве первого комплекта основной быстродействующей защиты предусматривается типовой шкаф ШЭТ 220.02-0 (ДФЗ + СЗ) дифференциально-фазной защитой ЛЭП 220 кВ с комплектом ступенчатых защит и обменом разрешающими сигналами и возможностью перевода на ОСШ.

В качестве второго комплекта основной быстродействующей защиты предусматривается типовой шкаф ШЭТ 220.06-0 (ДЗЛ + СЗ) продольной дифференциальной защиты ЛЭП 220 кВ с комплектом ступенчатых защит.

В настоящее время на ПС эксплуатируется система регистрации аварийных событий (РАС) «Черный ящик» производства НТЦ «ГОСАН». В ВКР определен перечень дополнительных аналоговых сигналов, предусмотренных к регистрации автономным РАС.

Произведен расчет вторичных параметров ТТ и сечения жил кабелей. Выбраны сечения кабелей с учетом допустимой токовой погрешности. Результатом расчета явились выбранные сечения кабеля, которые были приняты минимальными из ряда номинальных сечений, но при этом большими расчетных. Выполнены проверочные расчёты на термическую стойкость и допустимое напряжение на вторичных зажимах ТТ. Произведен расчет времени до насыщения трансформаторов тока аналитическим методом. Минимальное время до насыщения магнитопровода ТТ апериодической составляющей тока КЗ при, котором обеспечивается правильная работа РЗА принято не менее 6 мс.

Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в разработке технических мероприятий по реконструкции ПС 220 кВ Левобережная, направленных на подключение новой ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ПС Левобережная.

Предусматривается расширение ОРУ 220 кВ ПС Левобережная с установкой одной ячейки с выключателем для присоединения ВЛ 220 кВ Энергоблок – ПС Левобережная.

На ПС устанавливается современное оборудование, соответствующее техническим требованиям к ПС нового поколения, что значительно повышает надежность электроснабжения и эксплуатационную надежность.

Выбор высоковольтного оборудования 220 кВ (высоковольтного выключателя, разъединителя, встроенного трансформатора тока) выполнен по условиям нагрузочной способности, термической и электродинамической стойкости.

Ошиновка 220 кВ выполняется сталеалюминиевым проводом АС-400/51.

В объеме данной работы вновь подключаемыми потребителями собственных нужд (СН) напряжением 0,4 кВ являются:

- питание двигателей приводов выключателей, разъединителей 220 кВ;
- обогрев приводов и баков выключателей 220 кВ, приводов разъединителей 220 кВ;
- обогрев шкафов наружной установки 0,4 кВ.

Максимальная расчетная мощность вновь устанавливаемых потребителей СН составляет 15,89 кВА и полностью покрывается существующими трансформаторами СН.

На ПС 220 кВ Левобережная предусмотрена к установке АБ емкостью 350 А·ч и два ВЗУ с номинальным выходным током 100 А.

Нагрузка вновь подключаемых потребителей СОПТ является незначительной (постоянная нагрузка менее 0,8 А, кратковременная менее 2,5 А), что не приводит к увеличению емкости выбранной АБ.

«Вновь прокладываемые силовые кабели до 1000 В применяются с медными жилами пластиковой изоляцией пониженной пожароопасности и с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг-LS) по категории пожарной опасности А» [16].

Рассчитаны сечения кабелей по условиям невозгорания и по термической устойчивости.

Выбранные автоматические выключатели проверены как на отключающую способность при максимальном значении трехфазного тока КЗ, так и на чувствительность к минимальному значению однофазного тока в конце линии.

Все предусматриваемые шкафы для защиты линии 220 кВ в рамках данной работы построены по I архитектуре:

- суммирование аналоговых измерений выполняется в цифровом виде;
- управление режимами работы устройств осуществляется в полном объеме как по месту с помощью функциональных клавиш на каждом ИЭУ, так и дистанционно из системы АСУ ТП.

Согласно результатам расчетов динамической устойчивости ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ПС Левобережная должны быть установлены два комплекта быстродействующих защит с абсолютной селективностью.

В качестве первого комплекта основной быстродействующей защиты предусматривается типовой шкаф ШЭТ 220.02-0 (ДФЗ + СЗ) дифференциально-фазной защитой ЛЭП 220 кВ с комплектом ступенчатых защит и обменом разрешающими сигналами и возможностью перевода на ОСШ.

В качестве второго комплекта основной быстродействующей защиты предусматривается типовой шкаф ШЭТ 220.06-0 (ДЗЛ + СЗ) продольной дифференциальной защиты ЛЭП 220 кВ с комплектом ступенчатых защит.

В настоящее время на ПС эксплуатируется система регистрации аварийных событий (РАС) «Черный ящик» производства НТЦ «ГОСАН». В ВКР определен перечень дополнительных аналоговых сигналов, предусмотренных к регистрации автономным РАС.

Произведен расчет вторичных параметров ТТ и сечения жил кабелей. Выбраны сечения кабелей с учетом допустимой токовой погрешности. Результатом расчета явились выбранные сечения кабеля, которые были приняты минимальными из ряда номинальных сечений, но при этом большими расчетных. Выполнены проверочные расчёты на термическую стойкость и допустимое напряжение на вторичных зажимах ТТ. Произведен расчет времени до насыщения трансформаторов тока аналитическим методом. Минимальное время до насыщения магнитопровода ТТ апериодической составляющей тока КЗ при, котором обеспечивается правильная работа РЗА принято не менее 6 мс.

Список используемой литературы

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029490> (дата обращения 16.07.2024).
4. ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (дата обращения 01.12.2024).
5. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004477> (дата обращения 16.11.2024).
6. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200134194> (дата обращения 01.12.2024).
7. ГОСТ Р 50571.4.44-2019 Электроустановки низковольтные. Часть 4.44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200163803> (дата обращения 01.12.2024).
8. ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники уравнивания потенциалов [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108284> (дата обращения 16.11.2024).

9. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200018003> (дата обращения 13.10.2024).

10. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения 16.10.2024).

11. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 15.11.2024).

12. ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200168811> (дата обращения: 30.12.2024).

13. ГОСТ Р 58669-2019 Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169612> (дата обращения: 30.12.2024).

14. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.

15. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 15.10.2024).

16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 09.11.2024).

17. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 04.09.2024).

18. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (дата обращения: 05.11.2024).

19. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200094403> (дата обращения 01.12.2024).

20. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/456089080> (дата обращения 01.12.2024).

21. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]: URL: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto59012820-29-240-30-003-2009.pdf> (дата обращения 01.12.2024).

22. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения 01.12.2024).

23. СТО 56947007-33.040.20.282-2019 Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110-750 кВ. Архитектура I типа [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/564138877> (дата обращения 01.12.2024).

24. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 15.10.2024).

25. Типовая работа 5916тм-т1 Указания по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях релейной защиты [Электронный ресурс]: URL: <http://retro-rzia.ru/down/o-62.html> (дата обращения 01.12.2024).

26. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 16.11.2024).