



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«БАЙКАЛЭЛЕКТРО»

*Проектно-изыскательские работы
для реконструкции ПС 110 кВ Сулгачи*

**Проектная документация
Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
содержание технологических решений**

Подраздел 5.1 Система электроснабжения

5.1.1. Релейная защита и автоматика

2023-01/3-ИОС.РВ

Иув. N	подл.	Подписи дата	Взамен иув. N

г. Иркутск
2023



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«БАЙКАЛЭЛЕКТРО»

*Проектно-изыскательские работы
для реконструкции ПС 110 кВ Сулгачи*

**Проектная документация.
Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
содержание технологических решений**

Подраздел 5.1 Система электроснабжения

5.1.1. Релейная защита и автоматика

2023-01/3-ИОС.РВ

Главный инженер

Д.В. Голуб

Изм.	№ док.	Подпись	Дата
4	264		02.24



*г. Иркутск
2023*

Изм. N	подл.	Подпись дата	Взамен инв. N

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Страница
2023-01/3-ИОС.РВ.С	Содержание тома	3
2023-01/3- ИОС.РВ.ТЧ	Текстовая часть	4-6
2023-01/3-ИОС.РВ.ПНР	Объем пуско-наладочных работ	7
2023-01/3-ИОС.РВ.ВМР	Ведомость монтажных работ	8
2023-01/3-ИОС.РВ.ВДР	Ведомость демонтажных работ	9
2023-01/3-И ОС.РВ.ГЧ	Графическая часть	
Лист 1	Схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН ПС 110 кВ Сулгачи	10
	Прилагаемые документы	
	Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА	11-23
	Приложение Б - 10% погрешность	24
	Приложение В - Проверка времени до насыщения ТТ Сулгачи	25-30

Согласовано		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

						2023-01/3-ИОС.РВ.С		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Содержание		
Разработал	Жабин				07.23			
Проверил	Рычков				07.23			
Н. контроль	Боронов				07.23			
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО «БАЙКАЛЭЛЕКТРО»		

1 Общие положения

Настоящий раздел разработан на основании задания на разработку проектной и рабочей документации по титулу: «Проектно–изыскательские работы для реконструкции ПС 110 кВ Сулгачи» выполнена в соответствии с техническим заданием на проведение проектно–изыскательских работ для реконструкции ПС 110 кВ Сулгачи, далее Объект (прил. А).

Проектная документация разработана в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами:

Стандарт «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» СТО 56947007-29.240.30.010-2009;

ПУЭ, 7-е издание, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2007 г.;

РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений;

СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех.

2 Проектные решения

2.1 Состав и объем поставляемых функциональных устройств РЗА ПС 110 кВ Сулгачи

Согласно заданию на проектирование заменяемый силовой трансформатор Т-2 на ПС 110 кВ Сулгачи должен быть обеспечен устройствами РЗА.

По результатам анализа устройств РЗА установленных на ПС 110 кВ Сулгачи дополнительных устройств защиты силового трансформатора не требуется.

2.2 Выбор принципов и расчёт уставок релейной защиты и автоматики

Каждый комплект защит необходимо подключать к отдельному сердечнику ТТ, предусмотреть резервирование защит по цепям напряжения с ручным переводом цепей на другой ТН.

Контрольный кабель для подключения существующих микропроцессорных устройств РЗА закладывается экранированный. Для обеспечения требований электромагнитной совместимости, заземление экрана экранированного кабеля предусматривается с двух сторон.

Расчёт уставок защит силового трансформатора выполнен с помощью программного комплекса ПК «БРИЗ» АРМ – релейщика.

Анализ расчётов показал, что защиты, установленные на данный момент на ПС 110 кВ Сулгачи, полностью удовлетворяют требованиям, но требуется замена трансформаторов тока на вводных и секционных выключателях среднего и низкого напряжения.

2.3 Релейная защита силового трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Сулгачи

На данный момент на ПС 110 кВ Сулгачи для защит силовых трансформаторов используются микропроцессорные устройства РЗА.

Данные устройства организованы на панелях №03 и №05, «Шкаф защиты трансформатора 1Т и автоматики управления В-110-1Т» для 1Т и «Шкаф защиты трансформатора Т-2 и автома-

Изм.	Кор.	Лист	Мод.	Подп.	Дата	2023-01/3-ИОС.РВ.ТЧ	Лист
Изм.	Кор.	Лист	Мод.	Подп.	Дата		3

тики управления В-110-Т-2» для Т-2. Панели защит производства ООО НПП «ЭКРА», произведены в 2007 г.

По цепям оперативного постоянного тока панели подключены к существующей системе СПТ.

Измерительные цепи тока и напряжения подключены к существующим трансформаторам тока и напряжения.

Модернизация или замена существующих шкафов защиты силового трансформатора не требуется.

При замене силового трансформатора на более мощный необходимо подключить технологические защиты на существующий шкаф РЗА силового трансформатора.

При замене силового трансформатора на более мощный необходима корректировка уставок защит силового трансформатора.

Выбор принципов и типов устройств релейной защиты и автоматики сделан на основании действующих норм.

Типы и объем заменяемых контрольных кабелей силового трансформатора Т-2, рассматриваются на стадии разработки рабочей документации.

2.4 Рекомендации по экранированию вторичных цепей и заземлению экранов

Вторичные цепи РЗА проходящие между ОПУ и ОРУ-110 кВ, должны быть выполнены экранированным кабелем с заземлением экрана с обеих сторон.

В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения, измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						2023-01/3-ИОС.РВ.ТЧ		Лист
								4
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Объем пусконаладочных работ

№ п/п	Шифр и номер позиции норматива	Наименование работ	Ед.изм.	Кол-во
Отдел 11. Измерения в электроустановках				
1	Терп-01-11-026-02	Снятие, обработка и анализ векторных диаграмм систем тока	диаграмма	6
2	Терп-01-11-028-01	Измерение сопротивления изоляции мегаомметром магистральных линий систем тока цепей измерения и защит	измерение	2
Отдел 12. Испытание повышенным напряжением				
1	Терп-01-12-027-07	Испытание повышенным напряжением систем тока	испытание	6
2	Терп-01-12-029-01	Испытание повышенным напряжением цепей вторичной коммутации	испытание	4
Отдел 13. Электрически взаимосвязанные устройства и технологические комплексы				
1	Терп-01-13-001-02	Электрически взаимосвязанные устройства в электроустановках. Присоединение с количеством взаимосвязанных устройств, шт., до: 5	присоединение	1

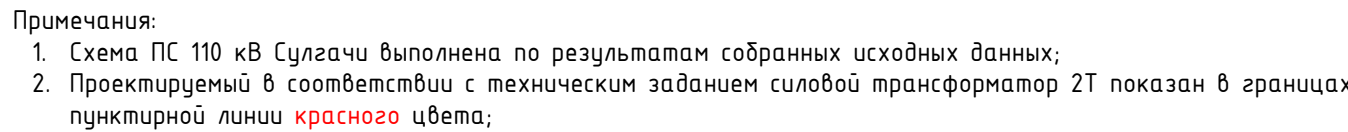
Взам. Инв. №	Подпись и дата									
Инв. № подл.							2023-01/3-ИОС.РВ.ПНР			
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				
	Разраб.	Жабин				07.23	Объем пуско-наладочных работ. Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Рычков				07.23		П	1	
	Н.контр.	Боронов				07.23		ООО «БАЙКАЛЭЛЕКТРО»		

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
Монтаж оборудования, изделий и материалов			
Работы по прокладке кабелей			
	Кабель контрольный с медными жилами, с изоляцией из поливинилхлорида пониженной пожарной опасности КВВГЭнг(А)- LS.		
1	сечение 5х1,5 мм ²	м	80
2	сечение 5х2,5 мм ²	м	80
3	сечение 10х1,5 мм ²	м	80
4	сечение 19х1,5 мм ²	м	80

Взам. Инв. №	Подпись и дата								
Инв. № подл.							2023-01/3-ИОС.РВ.ВМР		
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Ведомость объемов монтажных работ.		
	Разраб.	Жабин				07.23			
	Проверил	Рычков				07.23			
Н.контр.	Боронов				07.23				
							Стадия	Лист	Листов
							П	1	
							ООО «БАЙКАЛЭЛЕКТРО»		

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
Монтаж оборудования, изделий и материалов			
Работы по прокладке кабелей			
	Кабель контрольный с медными жилами, с изоляцией из поливинилхлорида пониженной пожарной опасности КВВГЭнг(А)- LS.		
1	сечение 5х1,5 мм ²	м	80
2	сечение 5х2,5 мм ²	м	80
3	сечение 10х1,5 мм ²	м	80
4	сечение 19х1,5 мм ²	м	80

Взам. Инв. №	Подпись и дата								
Инв. № подл.							2023-01/3-ИОС.РВ.ВДР		
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Ведомость объемов демонтажных работ.		
	Разраб.	Жабин				07.23			
	Проверил	Рычков				07.23			
Н.контр.	Боронов				07.23				
							Стадия	Лист	Листов
							П	1	
							ООО «БАЙКАЛЭЛЕКТРО»		



						2023-01/3-ИОС.РВ.ГЧ			
4	-	Зам	264	<i>Или</i>	02.24	Реконструкция ПС 110 кВ Сулзачи			
Изм.	Колч.	Лист	Инд.	Подпись	Дата	Релейная защита и автоматика	Статья	Лист	Листов
Разработал	Жабин			<i>Ж</i>	07.23		П	1	
Проверил	Рычков			<i>Р</i>	07.23				
Н. контроль	Боронов			<i>Б</i>	07.23	Схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН ПС 110 кВ Сулзачи			
							000 "БАЙКАЛЭЛЕКТРО"		

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

1 Расчет защиты силовых трансформаторов ПС 110 кВ Сулгачи

1.2 Основная защита силового трансформатора (ДЗТ) ТДТН-16000/110

Таблица 1 – Расчёт уставок основной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и расчётная формула	Числовые значения для стороны			Примечания
		110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	80	240	840	
Схема соединения обмоток трансформатора		Y	Y	Д	
Схема соединения обмоток ТТ		Y	Y	Y	
Коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{\text{сх}}$	1	1	1	
Коэффициент трансформации ТТ	$k_{\text{ТТ}}$	200/5	600/5	1500/5	
Базисный ток	$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ}}}$	2,01	2,00	2,80	
Ток начала торможение, о.е.	$I_{\text{ТО}}$	1			
Минимальный ток срабатывания ДЗТ	$I_{\text{до}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}}$	0,52			$k_{\text{отс}} = 1,2$
Относительный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч.}} = (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птт}}) \cdot I_{\text{ТО}}$	0,43			$k_{\text{одн}} = 1;$ $k_{\text{пер}} = 2; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{\text{рпн}} = 0,16; \Delta U_{\text{пбв}} = 0,05; \Delta f_{\text{выр}} = 0,02; \Delta f_{\text{птт}} = 0$
Ток торможения блокировки ДЗТ	$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном*}}$	2,0			$k_{\text{отс}} = 1,1;$ $k_{\text{пред.нагр}} = 1,8$
Относительный номинальный ток Т	$I_{\text{ном*}} = \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{I_{\text{баз.стор.}}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ}}}$	1,0			

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

Наименование величины	Обозначение и расчётная формула	Числовые значения для стороны			Примечания
		110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Коэффициент торможения	$K_T = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{до}}{I_T - I_{то}}$	0,55			$k_{отс} = 1,1$
Расчётный ток небаланса	$I_{нб} = (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{скв*}$	1,34			$k_{одн} = 1;$ $k_{пер} = 2; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{рпн} = 0,11; \Delta U_{пбв} = 0,05, \Delta f_{выр} = 0,02; \Delta f_{птт} = 0$
Сквозной ток при КЗ вне зоны действия защиты	$I_{скв*} = \frac{I_{КЗ\ СН}^{(3)} \cdot k_{сх}}{I_{баз.стор.} \cdot k_{тт}}$	3,52			
Расчётный тормозной ток	$I_T = \sqrt{I_{скв*} \cdot (I_{скв*} - I_{нб}) \cdot \cos \beta}$	2,73			$\beta = 15^\circ$
Блокировка по II гармонике	$K_{БЛ2} = \frac{I_{Д.100Гц}}{I_{Д.50Гц}}$	0,1			
Ток срабатывания ДТО	(принимается наибольшее значение из двух условий)	6,5			
- отстройка от БТН		6,5			
- отстройка от максимального первичного тока небаланса	$I_{отс*} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт})$	2,54			$I_{КЗ*} = I_{скв*};$ $k_{одн} = 1; k_{пер} = 3; \varepsilon = 0,1;$ $\Delta U_{рпн} = 0,11;$ $\Delta U_{пбв} = 0,05,$ $\Delta f_{выр} = 0,02;$ $\Delta f_{птт} = 0$

1.3 Резервная защита (МТЗ) силового трансформатора ТДТН-16000/110

Отстройка первичного тока срабатывания МТЗ производится от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки.

$$I_{сз}^{МТЗ\ ВН} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб\ макс},$$

$$I_{раб\ макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{раб\ макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112\text{ А},$$

$$I_{сз}^{МТЗ\ ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,9} \cdot 112 = 194,93\text{ А}.$$

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

Согласование МТЗ ВН с нижестоящими защитами:

$$I_{сз}^{\text{МТЗ ВН}} \geq k_{\text{зап}} \cdot I_{сз}^{\text{МТЗ ВВ35}},$$

$$I_{сз}^{\text{МТЗ ВН}} \geq k_{\text{зап}} \cdot I_{сз}^{\text{МТЗ ВВ10}},$$

$$I_{сз}^{\text{МТЗ ВН}} = 1,2 \cdot 184,13 = 221 \text{ А},$$

$$I_{сз}^{\text{МТЗ ВН}} = 1,2 \cdot 133,91 = 161 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{сз}^{\text{МТЗ ВН}} = 225 \text{ А}$.

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце защищаемого элемента (КЗ на шинах СН, НН трансформаторов).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)\text{КЗЭ}}}{I_{сз}^{\text{МТЗ}}} \geq 1,5,$$

Ток КЗ для проверки чувствительности приведен к стороне ВН.

1) КЗ на стороне СН

$$K_{\text{ч}} = \frac{230}{225} = 1,02 \geq 1,5,$$

2) КЗ на стороне НН

$$K_{\text{ч}} = \frac{215}{225} = 0,96 \geq 1,5.$$

Защита не удовлетворяет требованиям ПУЭ по чувствительности.

Принимаем к установке максимальную токовую защиту с пуском по напряжению.

Отстройка по току производится исходя из условия обеспечения чувствительности при КЗ на стороне НН.

$$I_{сз}^{\text{МТЗ ВН}} \geq \frac{154}{1,5} = 102 \text{ А}.$$

Для отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей необходимо обеспечить выполнение условия

$$U_{сз} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}}$$

где $U_{сзп}$ – междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, В. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно $0,7 U_{ном}$;

$k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки.

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,083 \text{ кВ.}$$

Принимаем $U_{сз} = 67 \text{ кВ.}$

Выдержка времени МТЗ по условию согласования с защитами нижестоящих присоединений:

$$t_{сз}^{МТЗ \text{ ВН}} = t_{сз}^{смежн} + \Delta t,$$

$$t_{сз}^{МТЗ \text{ ВН}} = 2,8 \text{ с.}$$

Вторичное значение уставки:

$$I_{ср}^{МТЗ \text{ ВН}} = \frac{I_{сз}^{МТЗ \text{ ВН}}}{k_{тт}},$$

$$I_{ср}^{МТЗ \text{ ВН}} = \frac{102}{200/5} = 2,57 \text{ А.}$$

1.4 Защита от перегрузки трансформатора (ЗП)

Отстройка первичного тока срабатывания ЗП производится от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{сз}^{ЗП} \geq \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном},$$

$$I_{сз}^{ЗП} \geq \frac{1,05}{0,9} \cdot 80 = 93,72.$$

Принимаем $I_{сз}^{ЗП} = 95 \text{ А.}$

Вторичное значение уставки:

$$I_{\text{ср}}^{3\Pi} = \frac{I_{\text{сз}}^{3\Pi}}{k_{\text{ТТ}}}.$$

$$I_{\text{ср}}^{3\Pi} = \frac{95}{200/5} = 2,38.$$

Проверка чувствительности защиты не производится.

Выдержка времени ЗП:

$$t_{\text{сз}}^{3\Pi} = 9 \text{ с.}$$

Защита действует на сигнал.

1.5 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора (УРОВ) ВН

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = 0,05 \div 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}.$$

$$I_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot 80 = 8,03.$$

Принимаем $I_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = 10 \text{ А.}$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = 0,28 \text{ с.}$$

Выдержка времени УРОВ «на себя»:

$$t_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = 0,02 \text{ с.}$$

Вторичное значение уставки:

$$I_{\text{ср}}^{\text{УРОВ ВН}} = \frac{I_{\text{сз}}^{\text{УРОВ ВН}}}{k_{\text{ТТ}}},$$

$$I_{\text{ср}}^{\text{УРОВ ВН}} = \frac{10}{200/5} = 0,25.$$

1.6 Автоматика охлаждения (АО)

Выбор тока срабатывания АО I ступени:

$$I_{\text{сзI}}^{\text{АО}} = 0,4 \cdot I_{\text{НОМ}},$$

$$I_{\text{сзI}}^{\text{АО}} = 0,4 \cdot 80 = 32,13 \text{ А.}$$

Выбор тока срабатывания АО II ступени:

$$I_{с3II}^{AO} = 0,8 \cdot I_{ном},$$
$$I_{с3II}^{AO} = 0,8 \cdot 80 = 64,26.$$

Вторичное значение уставки:

$$I_{ср}^{AO} = \frac{I_{с3}^{AO}}{k_{тт}},$$
$$I_{с3I}^{AO} = \frac{35}{200/5} = 0,88 \text{ А},$$
$$I_{с3II}^{AO} = \frac{65}{200/5} = 1,63 \text{ А}.$$

2 Выбор уставок защит 35 кВ

2.1 Выбор уставок защиты СВ-35 кВ

В качестве защиты предусматривается максимальная токовая защита.

При включении СВ действием АВР через него протекает ток подключенной секции, который превышает рабочий ток.

1) По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием АВР ток срабатывания $I_{с3}^{MT3}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_{с3}^{MT3} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{ном \text{ СН}},$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп} = 1,3$ – коэффициент самозапуска;

$I_{ном \text{ СН}}$ – номинальный ток стороны СН трансформатора, А;

$k_{в} = 0,96$ – коэффициент возврата.

$$I_{с3}^{MT3 \text{ СВ } 35} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 240 = 389,91 \text{ А}.$$

2) Отстройка тока срабатывания защиты от $I_{с3}^{MT3 \text{ ОЛ}}$.

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

$$I_{сз}^{MT3} = k_{зап} \cdot I_{сз}^{MT3\text{ ол}},$$
$$I_{сз}^{MT3\text{ СВ }35} = 1,2 \cdot 160 = 192 \text{ А.}$$

В качестве расчетного принимаем большее из полученных значений.

Принимаем $I_{сз}^{MT3} = 400 \text{ А.}$

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 35 кВ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}}{I_{сз}^{MT3}} \geq 1,5,$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{991}{400} = 2,48 \geq 1,5.$$

Защита удовлетворяют требованиям ПУЭ по чувствительности.

Вторичное значение уставки:

$$I_{ср}^{MT3\text{ СВ }35} = \frac{I_{ср}^{MT3\text{ СВ }35}}{k_{\text{тт}}}.$$
$$I_{ср}^{MT3\text{ СВ }35} = \frac{400}{600/5} = 3,33 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ по условию согласования с защитами нижестоящих присоединений:

$$t_{сз}^{MT3\text{ СВ }35} = t_{сз}^{\text{смежн}} + \Delta t,$$
$$t_{сз}^{MT3\text{ СВ }35} = 2,0 \text{ с.}$$

2.2 Выбор уставок защиты ВВ-35 кВ

В качестве защиты предусматривается максимальная токовая защита.

При включении СВ действием АВР через него протекает ток подключенной секции, который превышает рабочий ток.

По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием АВР ток срабатывания $I_{сз}^{MT3}$, А, рассчитывают по формуле

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

$$I_{сз}^{MT3} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб макс СН},$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп} = 1,3$ – коэффициент самозапуска;

$I_{раб макс СН}$ – рабочий максимальный ток стороны СН трансформатора, А;

$k_B = 0,96$ - коэффициент возврата.

$$I_{сз}^{MT3 ВВ 35} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб макс СН},$$

$$I_{сз}^{MT3 ВВ 35} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 336 = 545,87.$$

Принимаем $I_{сз}^{MT3} = 550$ А.

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 35 кВ

$$K_q = \frac{I_{КЗ мин}^{(2)}}{I_{сз}^{MT3}} \geq 1,5,$$

$$K_q = \frac{991}{550} = 1,80 \geq 1,5.$$

Защита удовлетворяют требованиям ПУЭ по чувствительности.

Вторичное значение уставки:

$$I_{ср}^{MT3 ВВ 35} = \frac{I_{сз}^{MT3 ВВ 35}}{k_{тт}}.$$

$$I_{ср}^{MT3 ВВ 35} = \frac{550}{600/5} = 4,55 \text{ А}.$$

Выдержка времени МТЗ по условию согласования с защитами нижестоящих присоединений:

$$t_{сз}^{MT3 ВВ 35} = t_{смежн} + \Delta t,$$

$$t_{сз}^{MT3 ВВ 35} = 2,2 \text{ с}.$$

2.3 УРОВ 35 кВ

Ток срабатывания УРОВ:

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

$$I_{сз}^{УРОВ} = 0,05 \div 0,1 \cdot I_{ном}.$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{сз}^{УРОВ} = t_{откл.в.} + t_{возвр.уров} + t_{зап}$$

Вторичное значение уставки:

$$I_{ср}^{УРОВ} = \frac{I_{сз}^{УРОВ}}{k_{тт}}.$$

Таблица 14 – Расчет уставок УРОВ 35 кВ

Защищаемый объект	$I_{ном}, A$	$I_{сз}, A$	$I_{ср}, A$	$k_{тт}$	$t_{сз}^{УРОВ}, c$	$t_{сз}^{УРОВ}, c$ «на себя»	Примечание
ВВ Т2	240	23,99	0,20	600/5	0,28	0,02	$t_{откл.в.} = 0,15;$ $t_{возвр.уров} = 0,03;$ $t_{зап} = 0,1$
СВ	240	23,99	0,20	600/5	0,28		

3 Выбор уставок защит 10 кВ

3.1 Выбор уставок защиты СВ-10 кВ

В качестве защиты предусматривается максимальная токовая защита.

При включении СВ действием АВР через него протекает ток подключенной секции, который превышает рабочий ток.

По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием АВР ток срабатывания $I_{сз}^{MTЗ}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_{сз}^{MTЗ} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{ном НН},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп} = 1,2$ – коэффициент самозапуска;

$I_{ном СН} = 1,3$ – номинальный ток стороны НН трансформатора, А;

$k_B = 0,96$ - коэффициент возврата.

$$I_{сз}^{MTЗ СВ 10} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 840 = 1364,69 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{сз}^{MTЗ СВ 10} = 1370 \text{ А.}$

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 10 кВ

$$K_q = \frac{I_{КЗ мин}^{(2)}}{I_{сз}^{MTЗ}} \geq 1,5,$$

$$K_q = \frac{2252}{1370} = 1,64 \geq 1,5.$$

Защита удовлетворяют требованиям ПУЭ по чувствительности.

Вторичное значение уставки:

$$I_{ср}^{MTЗ СВ 10} = \frac{I_{сз}^{MTЗ СВ 10}}{k_{тт}}.$$

$$I_{ср}^{MTЗ СВ 10} = \frac{1370}{1000/5} = 6,82 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ по условию согласования с защитами нижестоящих присоединений:

$$t_{сз}^{MTЗ СВ 10} = t_{сз}^{смежн} + \Delta t,$$

$$t_{сз}^{MTЗ СВ 10} = 0,6 \text{ с.}$$

3.2 Выбор уставок защиты ВВ-10 кВ

В качестве защиты предусматривается максимальная токовая защита.

При включении СВ действием АВР через него протекает ток подключенной секции, который превышает рабочий ток.

По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием АВР ток срабатывания $I_{сз}^{MTЗ}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_{сз}^{MTЗ} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{ном НН},$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп} = 1,3$ – коэффициент самозапуска;

$I_{раб макс НН}$ – рабочий максимальный ток стороны НН трансформатора, А;

$k_{в} = 0,96$ - коэффициент возврата.

$$I_{сз}^{MTЗ ВВ 10} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 840 = 1364,69.$$

Принимаем $I_{сз}^{MTЗ ВВ 10} = 1400 \text{ А.}$

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 10 кВ

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ мин}^{(2)}}{I_{сз}^{MTЗ}} \geq 1,5,$$

Приложение А - Проектный расчет параметров срабатывания устройств РЗА

$$K_{\text{ч}} = \frac{2252}{1400} = 1,61 \geq 1,5.$$

Защита удовлетворяют требованиям ПУЭ по чувствительности.

Вторичное значение уставки:

$$I_{\text{ср}}^{\text{MTЗ ВВ 10}} = \frac{I_{\text{ср}}^{\text{MTЗ ВВ10}}}{k_{\text{ТТ}}}.$$

$$I_{\text{ср}}^{\text{MTЗ ВВ 10}} = \frac{1400}{1500/5} = 4,55 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ по условию согласования с защитами нижестоящих присоединений:

$$t_{\text{сз}}^{\text{MTЗ ВВ 10}} = t_{\text{сз}}^{\text{смежн}} + \Delta t,$$

$$t_{\text{сз}}^{\text{MTЗ ВВ 10}} = 0,8 \text{ с.}$$

3.2.1 УРОВ 10 кВ

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = 0,05 \div 0,1 \cdot I_{\text{ном}}.$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{сз}}^{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в.}} + t_{\text{возвр.уров}} + t_{\text{зап}}$$

Вторичное значение уставки:

$$I_{\text{ср}}^{\text{УРОВ ВН}} = \frac{I_{\text{сз}}^{\text{УРОВ ВН}}}{k_{\text{ТТ}}}.$$

Таблица 15 – Расчет уставок УРОВ 10 кВ

Защищаемый объект	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	$I_{\text{сз}}, \text{ А}$	$I_{\text{ср}}, \text{ А}$	$k_{\text{ТТ}}$	$t_{\text{сз}}^{\text{УРОВ ВН}}, \text{ с}$	$t_{\text{сз}}^{\text{УРОВ ВН}}, \text{ с}$ «на себя»	Примечание
ВВ Т2	840	83,98	0,28	1500/5	0,28	0,02	$t_{\text{откл.в.}} = 0,15;$
СВ	840	83,98	0,42	1000/5	0,28		$t_{\text{возвр.уров}} = 0,03;$ $t_{\text{зап}} = 0,1$

3.2.2 Логическая защита шин (ЛЗШ) 10 кВ

Для сокращения времени отключения КЗ на шинах устанавливаем ЛЗШ (введена в ячейках вводов).

Ток срабатывания защиты принимаем пуск МТЗ:

Т2:

$$I_{сз}^{ЛЗШ} = 1400 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{сз}^{ЛЗШ} = 0,2 \text{ с.}$$

3.2.3 Дуговая защита с контролем тока (ЗДЗ) 10 кВ

Ток срабатывания дуговой защиты принимаем равный току срабатывания МТЗ

$$I_{сз}^{ЗДЗ} = I_{ном}^{МТЗ}.$$

$$\text{Ячейка ВВ: } I_{сз}^{ЗДЗ} = 1400 \text{ А,}$$

$$\text{Ячейка СВ: } I_{сз}^{ЗДЗ} = 1370 \text{ А.}$$

Проверка трансформаторов тока на 10% погрешность

(выполнена в соответствии с рекомендациями ООО "НТЦ "Механотроника" СТО ДИВГ-060-2017)

Таблица 16 – Проверка трансформаторов тока на 10% погрешность

	I _{1 ном}	I _{2 ном}	n _т	L _{каб, м}	S	Материал	Z _{вх}	I _{кз}	K _{расч}	S _{доп}	Z _{доп}	R _{пр}	Z _{ра сч}	K _{макс}	U _{2 макс}
110 кВ															
В-110-2Т ТА17	200	5	40	47	2,5	медь	0,01	809	4,0	30	1,2	0,329	0,7	4,0	15,1
ТА14	200	5	40	72	2,5	медь	0,01	809	4,0	30	1,2	0,504	1,1	4,0	22,2
35 кВ															
В-35-2Т ТА10.2	600	5	120	97	2,5	медь	0,01	1216	2,0	30	1,2	0,679	0,8	2,0	7,8
В-35-2Т ТА11.2	600	5	120	97	2,5	медь	0,01	1216	2,0	30	1,2	0,679	0,8	2,0	7,8
СВ-35 ТА3	600	5	120	97	2,5	медь	0,01	1216	2,0	30	1,2	0,679	0,8	2,0	7,8
10 кВ															
В-10-2Т ТА2	1500	5	300	87	4	медь	0,01	3929	2,6	15	0,6	0,381	0,5	2,6	6,2
В-10-2Т ТА4	1500	5	300	10	2,5	медь	0,01	3929	2,6	10	0,4	0,070	0,2	2,6	2,1
СВ-10 ТА3	1000	5	200	10	2,5	медь	0,01	3929	3,9	10	0,4	0,070	0,2	3,9	3,1

Допустимую нагрузку определяем по кривой предельной кратности.

Допустимое вторичное сопротивление:

$$Z_{\text{доп}} = \frac{S_{\text{доп}}}{I_{2 \text{ ном}}^2}.$$

Сопротивление контрольных кабелей:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{каб}}}{S}.$$

Расчёт вторичной нагрузки:

$$Z_{\text{расч}} = 2 \cdot R_{\text{пров}} + Z_{\text{вх}} + R_{\text{пер}}.$$

Проверка допустимости нагрузки на ТТ

$$Z_{\text{расч}} \leq Z_{\text{доп}}.$$

Максимальная кратность тока КЗ на выводах ТТ:

$$K_{\text{макс}} = \frac{I_{\text{к макс}}}{I_{1 \text{ ном}}}.$$

Действующее значение напряжения на выводах вторичной обмотки ТТ:

$$U_{2 \text{ макс}} = K_{\text{макс}} \cdot I_{2 \text{ ном}} \cdot Z_{\text{расч}}.$$

$$U_{2 \text{ макс}} < 1000 \text{ В}.$$

Присоединение	ПС 110/35/10 кВ Сулгачи		
Наименование ТТ	Трансформаторы тока 110 кВ встроенные В-110-2Т	Обмотка ТТ	ТА17

Приложение В

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
1. Паспортные параметры трансформатора тока				
1,1	Номинальный первичный ток трансформатора тока, А	$I_{1\text{ном.}}$	200	
1,2	Номинальный вторичный ток трансформатора тока, А	$I_{2\text{ном.}}$	5	
1,3	Активное сопротивление вторичной обмотки тр-ра тока, Ом	R_2	0,38	
1,4	Реактивное сопротивление вторичной обмотки тр-ра тока, Ом	X_2	0,01	
1,5	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ, В·А	$S_{\text{н.ном.}}$	30	
1,6	Номинальная нагрузка ТТ, Ом	$Z_{\text{н.ном.}}$	1,20	$S_{\text{н.ном}} / (I_{2\text{ном}}^2) = 30 / (5^2)$
1,7	Полная погрешность ТТ, %	ε	10,0	
1,8	Номинальная предельная кратность ТТ	$K_{\text{ном.}}$	30	
1,9	Коэффициент мощности нагрузки	$\cos\varphi_{\text{н.ном.}}$	0,80	
1,10	Схема соединения вторичных обмоток ТТ	-	Звезда	

2. Параметры кабельной линии токовых цепей									
№ п/п	Участки кабеля токовых цепей				Длина, м	Сечение, мм^2	Материал провода	Сопротив-ние участка, $r_{\text{пр.}}$, Ом	Примечание
2,1	Участок №1		-		47	6	Медь	0,137	
Общая длина и сопротивление кабелей токовых цепей:					47	-	-	0,137	

3. Параметры приборов в токовых цепях

№ п/п	Марка приборов	Кол-во приборов	Номинальная потребляемая мощность $S_{\text{пр}}, \text{В} \cdot \text{А} / \text{фаза}$ (одного приб.)	Номинальная потребляемая мощность $S_{\text{пр.общ}}, \text{В} \cdot \text{А} / \text{фаза}$ (общая)	Номинальное сопротивление (общее) $r_{\text{пр}}, \text{Ом}$ $r_{\text{пр}} = (S_{\text{пр.общ}} \cdot I_{2\text{ном}}^2)$	Фаза включения прибора
3,1	Терминал ДЗТ	1	2,000	2,000	0,080	А,В,С

Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (фаза А):

0,080

Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (фаза В):

0,080

Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (фаза С):

0,080

Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (общий провод N), $Z_{\text{ро}}$:

0,000

Суммарное сопротивление приборов для наиболее загруженной фазы $Z_{\text{рф}}$:

0,080

4. Параметры переходного сопротивления контактов в токовых цепях

4,1	Переходное сопротивление контактов токовых цепей $r_{\text{конт.}}, \text{Ом}$	0,01
-----	--	------

5. Расчет общей нагрузки токовых цепей

№ п/п	Расчетное выражение	Значение выражения	Результат
Расчет нагрузки токовых цепей при трехфазном КЗ:			
5,1	$Z(3)_{\text{нагр.факт.}} = R_{\text{пр.}} + Z_{\text{рф}} + R_{\text{конт.}}$	$Z(3)_{\text{нагр.факт.}} = 0,138 + 0,08 + 0,01 = 0,228 \text{ Ом}$	0,228 Ом
Расчет нагрузки токовых цепей при однофазном КЗ:			
5,2	$Z(1)_{\text{нагр.факт.}} = 2 \cdot R_{\text{пр.}} + Z_{\text{рф}} + Z_{\text{ро}} + R_{\text{конт.}}$	$Z(1)_{\text{нагр.факт.}} = 0,276 + 0,08 + 0 + 0,01 = 0,366 \text{ Ом}$	0,365 Ом

6. Токи 3-х и 1-но фазного КЗ и пост. времени затухания аperiod-х составл.

					Место КЗ:					
№ п/п	Наименование ветви	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$R_1, \text{Ом}$	$X_1, \text{Ом}$	$R_0, \text{Ом}$	$X_0, \text{Ом}$	$I_{\text{КЗ}(3)}, \text{А}$	$I_{\text{КЗ}(1)}, \text{А}$	$T_{\text{pi}(3)}, \text{мс}$	$T_{\text{pi}(1)}, \text{мс}$
6,1	Шины 110 кВ	115	26,578	88,191	3,234	42,9055	663	809	10,568	12,385
Суммарные токи, А:							663	809		

Присоединение	ПС 110/35/10 кВ Сулгачи		
Наименование ТТ	Трансформаторы тока 110 кВ встроенные В-110-2Т	Обмотка ТТ	ТА17

Проверка трансформаторов тока по ГОСТ 58669-2019

1. Токи трехфазного и однофазного КЗ и постоянные времени затухания апериодических составляющих

№ п/п	Наименование ветви	$I_{K3(3)}, A$	$T_{pi(3)}, мс$	$I_{K3(3)} \cdot T_{pi(3)}$	$I_{K3(1)}, A$	$T_{pi(1)}, мс$	$I_{K3(1)} \cdot T_{pi(1)}$	Примечание
1,1	Шины 110 кВ	663	10,568	7006,58	809	12,385	10019,47	
		$\left(\sum_{i=1}^N I_{K3.i} \cdot T_{p.i} \right)$		7006,58			10019,47	

2. Определение Тр.эkv. для трехфазного и однофазного КЗ

№ п/п	Расчетное выражение	Способ определения	Вычисление выражения	Результат
2,1	$T_{P.ЭКВ.}^{(3)} = \frac{1}{I_{K3}} \cdot \left(\sum_{i=1}^N I_{K3.i} \cdot T_{p.i} \right)$	Расчетный	$T(3)_{p.эkv.} = (1 / 663) \cdot 7006,584 = 0,01057 \text{ с}$	0,01057
2,2	$T_{P.ЭКВ.}^{(1)} = \frac{1}{I_{K3}} \cdot \left(\sum_{i=1}^N I_{K3.i} \cdot T_{p.i} \right)$	Расчетный	$T(1)_{p.эkv.} = (1 / 809) \cdot 10019,465 = 0,01239 \text{ с}$	0,01239

3. Определение параметра А для трехфазного и однофазного КЗ

№ п/п	Расчетное выражение	Результат
3,1	$A^{(3)} = \frac{I_{1.НОМ} \cdot K_{НОМ} \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{Н.НОМ} \cdot \cos \varphi_{Н.НОМ})^2 + (Z_{Н.НОМ} \cdot \sin \varphi_{Н.НОМ})^2}}{I_{K3}^{(3)} \cdot (R_2 + R_{Н.ФАКТ}^{(3)})}$	$A(3) = (200 \cdot 30 \cdot \sqrt{((0,377 + 1,2 \cdot 0,8))^2 + (1,2 \cdot 0,6)^2}) / (663 \cdot (0,377 + 0,228)) = 22,715$
3,2	$A^{(1)} = \frac{I_{1.НОМ} \cdot K_{НОМ} \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{Н.НОМ} \cdot \cos \varphi_{Н.НОМ})^2 + (Z_{Н.НОМ} \cdot \sin \varphi_{Н.НОМ})^2}}{I_{K3}^{(1)} \cdot (R_2 + R_{Н.ФАКТ}^{(1)})}$	$A(1) = (200 \cdot 30 \cdot \sqrt{((0,377 + 1,2 \cdot 0,8))^2 + (1,2 \cdot 0,6)^2}) / (809 \cdot (0,377 + 0,365)) = 15,179$

4. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с серд-ми с низкой остаточной магнитной индукцией (к.т.РR) для 3-ф КЗ:

$\omega \cdot T_p^{(3)} + 1 > A^{(3)} \cdot (1 - K_R), \text{ при } K_R = 0.1$				Насыщение магнитопровода отсутствует
4,1	$314 \cdot 0,01057 + 1$	$22,715 \cdot (1 - 0.1)$	$4,319 < 20,45$	Условие не выполняется
$A^{(3)} \cdot (1 - K_R) > 1, \text{ при } K_R = 0.1$				Эксплуатация ТТ допустима
4,2	$22,715 \cdot (1 - 0.1)$	1	$20,45 > 1$	Условие выполняется

4. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с серд-ми с низкой остаточной магнитной индукцией (к.т.PR) для 1-ф КЗ:				
$\omega \cdot T_p^{(1)} + 1 > A^{(1)} \cdot (1 - K_R)$, при $K_R = 0.1$				Насыщение магнитопровода отсутствует
4,3	$314 \cdot 0,01239 + 1$	$15,179 \cdot (1 - 0.1)$	$4,891 < 13,67$	Условие не выполняется
$A^{(1)} \cdot (1 - K_R) > 1$, при $K_R = 0.1$				Эксплуатация ТТ допустима
4,4	$15,179 \cdot (1 - 0.1)$	1	$13,67 > 1$	Условие выполняется

По результатам проверки в п.4 допускается использование ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией. Выполним расчет времени до насыщения ТТ:

5. Расчет времени до насыщения ТТ при использовании ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией (к.т.PR):		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
5,1	$t_{\text{НАС}}^{(3)} = T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	Время насыщения равно бесконечности
5,2	$t_{\text{НАС}}^{(1)} = T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	Время насыщения равно бесконечности

При использовании ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией время насыщения трансформаторов тока более 15 мс при трехфазных КЗ. Условия расчетной проверки выполняются. Расчет графическим методом не требуется.

При использовании ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией время насыщения трансформаторов тока более 15 мс при однофазных КЗ. Условия расчетной проверки выполняются. Расчет графическим методом не требуется.

6. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с сердечниками с остаточной магнитной индукцией для 3-ф КЗ:				
$\omega \cdot T_p^{(3)} + 1 > A^{(3)} \cdot (1 - K_R)$, при $K_R = 0.86$				Насыщение магнитопровода присутствует
6,1	$314 \cdot 0,01057 + 1$	$22,715 \cdot (1 - 0.86)$	$4,319 > 3,181$	Условие выполняется
$A^{(3)} \cdot (1 - K_R) > 1$, при $K_R = 0.86$				Выполним расчет времени насыщения
6,2	$22,715 \cdot (1 - 0.86)$	1	$3,181 > 1$	Условие выполняется

6. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с сердечниками с остаточной магнитной индукцией для 1-ф КЗ:				
$\omega \cdot T_p^{(1)} + 1 > A^{(1)} \cdot (1 - K_R)$, при $K_R = 0.86$				Насыщение магнитопровода присутствует
6,3	$314 \cdot 0,01239 + 1$	$15,179 \cdot (1 - 0.86)$	$4,891 > 2,126$	Условие выполняется
$A^{(1)} \cdot (1 - K_R) > 1$, при $K_R = 0.86$				Выполним расчет времени насыщения
6,4	$15,179 \cdot (1 - 0.86)$	1	$2,126 > 1$	Условие выполняется

7. Расчет времени до насыщения ТТ при использовании ТТ с сердечниками с остаточной индукцией:		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
7,1	$t_{\text{НАС}}^{(3)} = T_{\text{Р.ЭКВ}}^{(3)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ}}^{(3)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ}}^{(3)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	$t^{(3)}_{\text{нас}} = 0,01057 \cdot \ln((314 \cdot 0,01057 / (314 \cdot 0,01057 - 22,715 \cdot (1 - 0.86) + 1))) = 11,31$ мс
7,2	$t_{\text{НАС}}^{(1)} = T_{\text{Р.ЭКВ}}^{(1)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ}}^{(1)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ}}^{(1)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	$t^{(1)}_{\text{нас}} = 0,01239 \cdot \ln((314 \cdot 0,01239 / (314 \cdot 0,01239 - 15,179 \cdot (1 - 0.86) + 1))) = 4,23$ мс

8. Расчет полного сопротивления ветви вторичного тока:		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
8,1	$Z_{2\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}})^2 + (X_2 + X_{\text{Н.ФАКТ}}^{\square})^2}$	$Z^{(3)}_{2\Sigma} = \sqrt{((0,377+0,183)^2 + (0,006+0,137)^2)} = 0,578$ Ом
8,2	$Z_{2\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}})^2 + (X_2 + X_{\text{Н.ФАКТ}}^{\square})^2}$	$Z^{(1)}_{2\Sigma} = \sqrt{((0,377+0,292)^2 + (0,006+0,219)^2)} = 0,706$ Ом

10.2. Расчет косинуса угла вторичной нагрузки ТТ:		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
8,3	$\cos \alpha^{(3)} = \frac{R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}}}{Z_{2\Sigma}^{(3)}}$	$\cos \alpha^{(3)} = (0,377+0,1824) / 0,578 = 0,968$ (округляем до 0,95)
8,4	$\cos \alpha^{(1)} = \frac{R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}}}{Z_{2\Sigma}^{(1)}}$	$\cos \alpha^{(1)} = (0,377+0,292) / 0,706 = 0,948$ (округляем до 0,95)

Результаты определения времени до насыщения ТТ по ГОСТ Р 58669-2019:

1.1. Трансформаторы тока с сердечниками с низкой остаточной индукцией (к.т.РР):

- | | |
|--|---|
| 1.1.1. Проверка при трехфазных КЗ аналитическим методом: | тр-тор тока не насыщается |
| 1.1.2. Проверка при однофазных КЗ аналитическим методом: | тр-тор тока не насыщается |
| 1.1.3. Проверка при трехфазных КЗ графическим методом: | применение графического метода не требуется |
| 1.1.4. Проверка при однофазных КЗ графическим методом: | применение графического метода не требуется |

2.1. Трансформаторы тока с сердечниками с остаточной индукцией:

- | | |
|--|---|
| 2.1.1. Проверка при трехфазных КЗ аналитическим методом: | время до насыщения тр-ра тока $t(3)_{\text{нас}} = 11,31$ мс |
| 2.1.2. Проверка при однофазных КЗ аналитическим методом: | время до насыщения тр-ра тока $t(1)_{\text{нас}} = 4,23$ мс |
| 2.1.3. Проверка при трехфазных КЗ графическим методом: | время до насыщения тр-ра тока по кривой $t(3)_{\text{нас}} = 8,94$ мс |
| 2.1.4. Проверка при однофазных КЗ графическим методом: | время до насыщения тр-ра тока по кривой $t(1)_{\text{нас}} = 6,56$ мс |

Результат проверки ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией: ПРОХОДИТ, при выбранных параметрах обмотки: $K_{\text{тт}}=200/5$, $S_{\text{н.ном}}=30$ ВА, $K_{\text{ном}}=30$ согласно расчетной проверке возможно применение трансформатора тока с сердечниками с низкой остаточной индукцией, поскольку минимальное расчетное время до насыщения трансформатора тока составляет: 999 мс, тогда как для надежного срабатывания функций РЗА требуется: для дифференциальных защит - 15-30 мс, для КСЗ - 25-30 мс.

Результат проверки ТТ с сердечниками с остаточной индукцией: НЕ ПРОХОДИТ, при выбранных параметрах обмотки: $K_{\text{тт}}=200/5$, $S_{\text{н.ном}}=30$ ВА, $K_{\text{ном}}=30$ согласно расчетной проверке не допустимо применение трансформатора тока с сердечниками с остаточной магнитной индукцией, поскольку минимальное расчетное время до насыщения трансформатора тока составляет: 6,56 мс, тогда как для надежного срабатывания функций РЗА требуется: для дифференциальных защит - 15-30 мс, для КСЗ - 25-30 мс.

Исходя из проведенных расчетов следует, что существующий трансформатор тока не обеспечивает корректную работу устройств РЗА в условиях насыщения.

Присутствуют риски неправильной работы УРЗА. В дальнейшем необходимо выполнить замену трансформаторов тока вследствие вышеуказанных причин.

Присоединение	ПС 110/35/10 кВ Сулгачи		
Наименование ТТ	Трансформаторы тока 110 кВ встроенные 2Т	Обмотка ТТ	ТА14

Приложение В

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
1. Паспортные параметры трансформатора тока				
1,1	Номинальный первичный ток трансформатора тока, А	$I_{1\text{НОМ.}}$	200	
1,2	Номинальный вторичный ток трансформатора тока, А	$I_{2\text{НОМ.}}$	5	
1,3	Активное сопротивление вторичной обмотки тр-ра тока, Ом	R_2	0,38	
1,4	Реактивное сопротивление вторичной обмотки тр-ра тока, Ом	X_2	0,01	
1,5	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ, В·А	$S_{\text{Н.НОМ.}}$	30	
1,6	Номинальная нагрузка ТТ, Ом	$Z_{\text{Н.НОМ.}}$	1,20	$S_{\text{Н.НОМ}} / (I_{2\text{НОМ}}^2) = 30 / (5^2)$
1,7	Полная погрешность ТТ, %	ε	10,0	
1,8	Номинальная предельная кратность ТТ	$K_{\text{НОМ.}}$	40	
1,9	Коэффициент мощности нагрузки	$\cos\varphi_{\text{Н.НОМ.}}$	0,80	
1,10	Схема соединения вторичных обмоток ТТ	-	Звезда	

2. Параметры кабельной линии токовых цепей									
№ п/п	Участки кабеля токовых цепей				Длина, м	Сечение, мм^2	Материал провода	Сопротив-ние участка, r _{пр.} , Ом	Примечание
2,1	Участок №1		-		47	6	Медь	0,137	
Общая длина и сопротивление кабелей токовых цепей:					47	-	-	0,137	

3. Параметры приборов в токовых цепях						
№ п/п	Марка приборов	Кол-во приборов	Номинальная потребляемая мощность $S_{пр}, В \cdot А / \text{фаза}$ (одного приб.)	Номинальная потребляемая мощность $S_{пр.общ}, В \cdot А / \text{фаза}$ (общая)	Номинальное сопротивление (общее) $r_{пр}, Ом$ $r_{пр} = (S_{пр.общ} / I_{2ном}^2)$	Фаза включения прибора
3,1	Терминал ДЗТ	1	2,000	2,000	0,080	А,В,С

Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (фаза А):	0,080
Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (фаза В):	0,080
Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (фаза С):	0,080
Суммарное сопротивление приборов токовых цепей (общий провод N), $Z_{ро}$:	0,000
Суммарное сопротивление приборов для наиболее загруженной фазы $Z_{рф}$:	0,080

4. Параметры переходного сопротивления контактов в токовых цепях	
4,1	Переходное сопротивление контактов токовых цепей $r_{конт}, Ом$ 0,01

5. Расчет общей нагрузки токовых цепей			
№ п/п	Расчетное выражение	Значение выражения	Результат
Расчет нагрузки токовых цепей при трехфазном КЗ:			
5,1	$Z(3)_{нагр.факт.} = R_{пр.} + Z_{рф} + R_{конт.}$	$Z(3)_{нагр.факт.} = 0,138 + 0,08 + 0,01 = 0,228 Ом$	0,228 Ом
Расчет нагрузки токовых цепей при однофазном КЗ:			
5,2	$Z(1)_{нагр.факт.} = 2 \cdot R_{пр.} + Z_{рф} + Z_{ро} + R_{конт.}$	$Z(1)_{нагр.факт.} = 0,276 + 0,08 + 0 + 0,01 = 0,366 Ом$	0,365 Ом

6. Токи 3-х и 1-но фазного КЗ и пост.времени затухания апериод-х составл.					Место КЗ:					
№ п/п	Наименование ветви	Uном, кВ	R ₁ , Ом	X ₁ , Ом	R ₀ , Ом	X ₀ , Ом	I _{кз(3)} , А	I _{кз(1)} , А	T _{pi(3)} , мс	T _{pi(1)} , мс
6,1	Шины 110 кВ	115	26,578	88,191	3,234	42,9055	663	809	10,568	12,385
Суммарные токи, А:							663	809		

Присоединение	ПС 110/35/10 кВ Сулгачи		
Наименование ТТ	Трансформаторы тока 110 кВ встроенные 2Т	Обмотка ТТ	ТА14

Проверка трансформаторов тока по ГОСТ 58669-2019

1. Токи трехфазного и однофазного КЗ и постоянные времени затухания апериодических составляющих

№ п/п	Наименование ветви	$I_{K3(3)}, A$	$T_{pi(3)}, мс$	$I_{K3(3)} \cdot T_{pi(3)}$	$I_{K3(1)}, A$	$T_{pi(1)}, мс$	$I_{K3(1)} \cdot T_{pi(1)}$	Примечание
1,1	Шины 110 кВ	663	10,568	7006,58	809	12,385	10019,47	
$\left(\sum_{i=1}^N I_{K3.i} \cdot T_{p.i} \right)$				7006,58		10019,47		

2. Определение Тр.экв. для трехфазного и однофазного КЗ

№ п/п	Расчетное выражение	Способ определения	Вычисление выражения	Результат
2,1	$T_{P.ЭКВ.}^{(3)} = \frac{1}{I_{K3}} \cdot \left(\sum_{i=1}^N I_{K3.i} \cdot T_{p.i} \right)$	Расчетный	$T(3)_{p.экв.} = (1 / 663) \cdot 7006,584 = 0,01057 \text{ с}$	0,01057
2,2	$T_{P.ЭКВ.}^{(1)} = \frac{1}{I_{K3}} \cdot \left(\sum_{i=1}^N I_{K3.i} \cdot T_{p.i} \right)$	Расчетный	$T(1)_{p.экв.} = (1 / 809) \cdot 10019,465 = 0,01239 \text{ с}$	0,01239

3. Определение параметра А для трехфазного и однофазного КЗ

№ п/п	Расчетное выражение	Результат
3,1	$A^{(3)} = \frac{I_{1.НОМ} \cdot K_{НОМ} \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{Н.НОМ} \cdot \cos \varphi_{Н.НОМ})^2 + (Z_{Н.НОМ} \cdot \sin \varphi_{Н.НОМ})^2}}{I_{K3}^{(3)} \cdot (R_2 + R_{Н.ФАКТ}^{(3)})}$	$A(3) = (200 \cdot 40 \cdot \sqrt{((0,377 + 1,2 \cdot 0,8))^2 + (1,2 \cdot 0,6)^2}) / (663 \cdot (0,377 + 0,228)) = 30,287$
3,2	$A^{(1)} = \frac{I_{1.НОМ} \cdot K_{НОМ} \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{Н.НОМ} \cdot \cos \varphi_{Н.НОМ})^2 + (Z_{Н.НОМ} \cdot \sin \varphi_{Н.НОМ})^2}}{I_{K3}^{(1)} \cdot (R_2 + R_{Н.ФАКТ}^{(1)})}$	$A(1) = (200 \cdot 40 \cdot \sqrt{((0,377 + 1,2 \cdot 0,8))^2 + (1,2 \cdot 0,6)^2}) / (809 \cdot (0,377 + 0,365)) = 20,238$

4. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с серд-ми с низкой остаточной магнитной индукцией (к.т.РР) для 3-ф КЗ:

$\omega \cdot T_p^{(3)} + 1 > A^{(3)} \cdot (1 - K_R), \text{ при } K_R = 0.1$				Насыщение магнитопровода отсутствует
4,1	$314 \cdot 0,01057 + 1$	$30,287 \cdot (1 - 0.1)$	$4,319 < 27,26$	Условие не выполняется
$A^{(3)} \cdot (1 - K_R) > 1, \text{ при } K_R = 0.1$				Эксплуатация ТТ допустима
4,2	$30,287 \cdot (1 - 0.1)$	1	$27,26 > 1$	Условие выполняется

4. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с серд-ми с низкой остаточной магнитной индукцией (к.т.PR) для 1-ф КЗ:				
$\omega \cdot T_p^{(1)} + 1 > A^{(1)} \cdot (1 - K_R), \text{ при } K_R = 0.1$				Насыщение магнитопровода отсутствует
4,3	$314 \cdot 0,01239 + 1$	$20,238 \cdot (1 - 0.1)$	$4,891 < 18,22$	Условие не выполняется
$A^{(1)} \cdot (1 - K_R) > 1, \text{ при } K_R = 0.1$				Эксплуатация ТТ допустима
4,4	$20,238 \cdot (1 - 0.1)$	1	$18,22 > 1$	Условие выполняется

По результатам проверки в п.4 допускается использование ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией. Выполним расчет времени до насыщения ТТ:

5. Расчет времени до насыщения ТТ при использовании ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией (к.т.PR):		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
5,1	$t_{\text{НАС}}^{(3)} = T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	Время насыщения равно бесконечности
5,2	$t_{\text{НАС}}^{(1)} = T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	Время насыщения равно бесконечности

При использовании ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией время насыщения трансформаторов тока более 15 мс при трехфазных КЗ. Условия расчетной проверки выполняются. Расчет графическим методом не требуется.

При использовании ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией время насыщения трансформаторов тока более 15 мс при однофазных КЗ. Условия расчетной проверки выполняются. Расчет графическим методом не требуется.

6. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с сердечниками с остаточной магнитной индукцией для 3-ф КЗ:				
$\omega \cdot T_p^{(3)} + 1 > A^{(3)} \cdot (1 - K_R), \text{ при } K_R = 0.86$				Насыщение магнитопровода присутствует
6,1	$314 \cdot 0,01057 + 1$	$30,287 \cdot (1 - 0.86)$	$4,319 > 4,241$	Условие выполняется
$A^{(3)} \cdot (1 - K_R) > 1, \text{ при } K_R = 0.86$				Выполним расчет времени насыщения
6,2	$30,287 \cdot (1 - 0.86)$	1	$4,241 > 1$	Условие выполняется

6. Проверка условий для оценки возможности использования ТТ с сердечниками с остаточной магнитной индукцией для 1-ф КЗ:				
$\omega \cdot T_p^{(1)} + 1 > A^{(1)} \cdot (1 - K_R), \text{ при } K_R = 0.86$				Насыщение магнитопровода присутствует
6,3	$314 \cdot 0,01239+1$	$20,238 \cdot (1 - 0.86)$	$4,891 > 2,834$	Условие выполняется
$A^{(1)} \cdot (1 - K_R) > 1, \text{ при } K_R = 0.86$				Выполним расчет времени насыщения
6,4	$20,238 \cdot (1 - 0.86)$	1	$2,834 > 1$	Условие выполняется

7. Расчет времени до насыщения ТТ при использовании ТТ с сердечниками с остаточной индукцией:		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
7,1	$t_{\text{НАС}}^{(3)} = T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(3)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	$t^{(3)}_{\text{нас}} = 0,01057 \cdot \ln((314 \cdot 0,01057 / (314 \cdot 0,01057 - 30,287 \cdot (1 - 0.86) + 1)) = 39,54 \text{ мс}$
7,2	$t_{\text{НАС}}^{(1)} = T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)}}{\omega \cdot T_{\text{Р.ЭКВ.}}^{(1)} - A \cdot (1 - K_r) + 1}$	$t^{(1)}_{\text{нас}} = 0,01239 \cdot \ln((314 \cdot 0,01239 / (314 \cdot 0,01239 - 20,238 \cdot (1 - 0.86) + 1)) = 7,9 \text{ мс}$

8. Расчет полного сопротивления ветви вторичного тока:		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
8,1	$Z_{2\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}})^2 + (X_2 + X_{\text{Н.ФАКТ}}^{\square})^2}$	$Z(3)_{2\Sigma} = \sqrt{((0,377+0,183)^2 + (0,006+0,137)^2) = 0,578 \text{ Ом}$
8,2	$Z_{2\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}})^2 + (X_2 + X_{\text{Н.ФАКТ}}^{\square})^2}$	$Z(3)_{2\Sigma} = \sqrt{((0,377+0,292)^2 + (0,006+0,219)^2) = 0,706 \text{ Ом}$

10.2. Расчет косинуса угла вторичной нагрузки ТТ:		
№ п/п	Расчетное выражение	Результат
8,3	$\cos \alpha^{(3)} = \frac{R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}}}{Z_{2\Sigma}^{(3)}}$	$\cos \alpha(3) = (0,377+0,1824) / 0,578 = 0,968 \text{ (округляем до 0,95)}$
8,4	$\cos \alpha^{(1)} = \frac{R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}}}{Z_{2\Sigma}^{(1)}}$	$\cos \alpha(1) = (0,377+0,292) / 0,706 = 0,948 \text{ (округляем до 0,95)}$

Результаты определения времени до насыщения ТТ по ГОСТ Р 58669-2019:

1.1. Трансформаторы тока с сердечниками с низкой остаточной индукцией (к.т.РР):

- | | |
|--|---|
| 1.1.1. Проверка при трехфазных КЗ аналитическим методом: | тр-тор тока не насыщается |
| 1.1.2. Проверка при однофазных КЗ аналитическим методом: | тр-тор тока не насыщается |
| 1.1.3. Проверка при трехфазных КЗ графическим методом: | применение графического метода не требуется |
| 1.1.4. Проверка при однофазных КЗ графическим методом: | применение графического метода не требуется |

2.1. Трансформаторы тока с сердечниками с остаточной индукцией:

- | | |
|--|---|
| 2.1.1. Проверка при трехфазных КЗ аналитическим методом: | время до насыщения тр-ра тока $t(3)_{\text{нас}} = 39,54$ мс |
| 2.1.2. Проверка при однофазных КЗ аналитическим методом: | время до насыщения тр-ра тока $t(1)_{\text{нас}} = 7,9$ мс |
| 2.1.3. Проверка при трехфазных КЗ графическим методом: | применение графического метода не требуется |
| 2.1.4. Проверка при однофазных КЗ графическим методом: | время до насыщения тр-ра тока по кривой $t(1)_{\text{нас}} = 8,08$ мс |

Результат проверки ТТ с сердечниками с низкой остаточной индукцией: ПРОХОДИТ, при выбранных параметрах обмотки: $K_{\text{тт}}=200/5$, $S_{\text{н.ном}}=30$ ВА, $K_{\text{ном}}=40$ согласно расчетной проверке возможно применение трансформатора тока с сердечниками с низкой остаточной индукцией, поскольку минимальное расчетное время до насыщения трансформатора тока составляет: 999 мс, тогда как для надежного срабатывания функций РЗА требуется: для дифференциальных защит - 15-30 мс, для КСЗ - 25-30 мс.

Результат проверки ТТ с сердечниками с остаточной индукцией: НЕ ПРОХОДИТ, при выбранных параметрах обмотки: $K_{\text{тт}}=200/5$, $S_{\text{н.ном}}=30$ ВА, $K_{\text{ном}}=40$ расчетной проверке не допустимо применение трансформатора тока с сердечниками с остаточной магнитной индукцией, поскольку минимальное расчетное время до насыщения трансформатора тока составляет: 8,08 мс, тогда как для надежного срабатывания функций РЗА требуется: для дифференциальных защит - 15-30 мс, для КСЗ - 25-30 мс.

Исходя из проведенных расчетов следует, что для обеспечения корректной работы устройств РЗА необходимо использовать трансформаторы тока класса точности 10РР.