



Общество с ограниченной ответственностью
«ИркутскЭнергоПроект»

Регистрационный номер в реестре СРО П-046-003811125944-0193
от 17 февраля 2011 г.

Заказчик - АО «Иркутская электросетевая компания»

**О_Ю7 Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково (замена
Т-3 и Т-4 мощностью 25 МВА каждый на два по 63
МВА) (прирост мощности 76 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения.**

Подраздел 1. Система электроснабжения.

Часть 4. Расчеты токов короткого замыкания и установок РЗА

Том 5.1.4

1-ЮЭС-2024-ИОС 1.4

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Инв.№ _____

Взамен инв. № _____

2026



Общество с ограниченной ответственностью
«СибТЭК»
(ООО «СибТЭК»)

Номер в реестре 0354 от 22.06.2018 г. СРО Союз «Проекты Сибири»

Заказчик – АО «ИЭСК»

**Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену
силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы
мощностью 63 МВА каждый
(прирост мощности 76 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 4. Расчеты токов короткого замыкания и уставок РЗА

1-ЮЭС-2024-ИОС1.4

Том 5.1.4



Общество с ограниченной ответственностью
«СибТЭК»
(ООО «СибТЭК»)

Номер в реестре 0354 от 22.06.2018 г. СРО Союз «Проекты Сибири»

Заказчик – АО «ИЭСК»

**Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену
силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы
мощностью 63 МВА каждый
(прирост мощности 76 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 4. Расчеты токов короткого замыкания и уставок РЗА

1-ЮЭС-2024-ИОС1.4

Том 5.1.4

Генеральный директор

В.В. Казаков

Главный инженер проекта

С.А. Иванов

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

										2					
Содержание тома															
Обозначение						Наименование				Примечание					
1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-С						Содержание тома 5.1.4				2					
1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ						Пояснительная записка				3					
Графическая часть															
Состав проектной документации представлен в томе 1-ЮЭС-2024-СП.															
						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-С									
Изм.						Кол.у		Лист		№док		Подп.		Дата	
Разработал						Егоров						11.12.25			
Н. контр.						Загоскина						11.12.25			
ГИП						Иванов						11.12.25			
Содержание тома						Стадия		Лист		Листов					
						П				1					
															

Согласовано

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	
--------------	--

Содержание

1 Общие сведения.....	3
2 Решения по организации релейной защиты проектируемого объекта	4
3 Расчёты токов короткого замыкания.....	5
3.1 Протокол расчёта токов КЗ на 2025 год.....	9
3.2 Протокол расчёта токов КЗ на 2029 год.....	18
3.3 Сводная таблица токов КЗ.....	27
3.4 Режим заземления нейтрали трансформаторов.....	27
4 Выбор параметров срабатывания защит трансформаторов	29
4.1 Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора	29
4.2 Выбор параметров срабатывания газовой защиты	42
4.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ	43
4.4 Выбор параметров срабатывания защиты от перегрузки.....	45
4.5 Выбор параметров срабатывания пуска автоматики охлаждения.....	47
4.6 Выбор параметров срабатывания блокировки РПН	48
4.7 Выбор параметров срабатывания контроля цепей напряжения	49
4.8 Выбор параметров срабатывания МТЗ с пуском по U стороны ВН	50
4.9 Выбор параметров срабатывания ЛЗШ СН	53
4.10 Выбор параметров срабатывания ЛЗШ НН	54
4.11 Выбор параметров срабатывания АРНТ	54
5 Выбор параметров срабатывания защит В-6 кВ	57
5.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ с пуском по U стороны НН	57
5.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ.....	59
5.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ.....	59
5.4 Выбор параметров срабатывания ЗМН	60
6 Выбор параметров срабатывания защит В-10 кВ	61
6.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ с пуском по U стороны СН	61
6.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ.....	62
6.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ	62
6.4 Выбор параметров срабатывания ЗМН	64
7 Выбор параметров срабатывания защит СВ-6 кВ.....	64
7.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ.....	65
7.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ.....	65
7.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ.....	65
7.4 Выбор параметров срабатывания АВР.....	67
8 Выбор параметров срабатывания защит СВ-10 кВ.....	67
8.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ.....	68
8.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ.....	68
8.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ	68
8.4 Выбор параметров срабатывания АВР.....	70
9 Выбор параметров срабатывания защит отходящих присоединений 6-10 кВ.....	70
10 Выбор параметров срабатывания защит ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками.....	70
10.1 Выбор параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты линии	71
ИО по разности токов фаз	71
ИО по току обратной последовательности	72

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Смирнова		<i>Аб</i>	11.12.25
Проверил		Егоров		<i>Егоров</i>	11.12.25
Н. контр.		Загоскина		<i>Загоскина</i>	11.12.25
ГИП		Иванов		<i>Иванов</i>	11.12.25

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
П	1	147



ИО по току нулевой последовательности	75
ИО по приращению тока обратной последовательности	75
ИО по приращению тока прямой последовательности	76
Орган манипуляции	76
Выбор параметров реле сопротивления Z _{отв} и Z _{откл}	82
Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по току.....	84
Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по напряжению...	86
10.2 Выбор параметров срабатывания комплекта ступенчатых защит линии со стороны ПС 110 кВ Мельниково	89
11 Выбор параметров срабатывания защит ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	90
11.1 Выбор параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты линии	90
ИО по разности токов фаз	90
ИО по току обратной последовательности	91
ИО по току нулевой последовательности.....	94
Орган манипуляции	94
Выбор параметров реле сопротивления Z _{отв} и Z _{откл}	99
Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по току.....	101
Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по напряжению.	102
11.2 Выбор параметров срабатывания комплекта ступенчатых защит линии со стороны ПС 110 кВ Мельниково	104
12 Выбор параметров срабатывания защит СВ 110 кВ	105
13 Оценка отклонений от требований селективности и чувствительности существующих защит питающих линий	108
14 Выбор трансформаторов тока и расчёт времени до насыщения ТТ	117
14.1 Выбор параметров трансформаторов тока.....	117
14.2 Расчёт постоянной времени затухания.....	123
14.3 Расчётные точки КЗ для ДТЗ Т	126
14.4 Расчётные условия при проверке ТТ, используемых в схемах ДЗ линий высокого и сверхвысокого напряжения с учётом переходных режимов.....	127
14.5 Расчётные условия при проверке ТТ, используемых в схемах ТО и первых ступеней ТНЗНП линий высокого и сверхвысокого напряжения с учётом переходных режимов.....	128
14.6 Расчётные условия при проверке ТТ, используемых в схемах ДФЗ линий высокого и сверхвысокого напряжения с учётом переходных режимов.....	129
14.7 Определение времени до насыщения ТТ	129
14.8 Сводная таблица проверки ТТ	141
15 Проверка оборудования прилегающей сети к токам КЗ	143
16 Выводы по результатам расчётов	146

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1 Общие сведения

Настоящий том разработан согласно технического задания на проектирование «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)».

В данном томе выполнены ориентировочные расчёты уставок устройств РЗА для подтверждения количественного состава защит. На этапе разработки проектной документации производитель не определён. На стадии разработки рабочей документации, после определении производителя, необходимо выполнить уточняющие расчёты уставок устройств РЗА.

В части РЗА, производится:

- установка защит на Т-3, Т-4 ПС 110 кВ Мельниково;
- установка защит на СВ-110 кВ ПС 110 кВ Мельниково;
- установка защит на ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками;
- установка защит на ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково.

В данном томе выполнен:

- расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов в прилегающей сети 110 кВ на планируемый год ввода объекта в работу (окончания реконструкции) и на последний год расчетного периода последней утвержденной схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – Расчетный период);
- расчёт параметров срабатывания защит линий 110 кВ;
- расчёт параметров срабатывания защит трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково;
- расчёт времени до насыщения трансформаторов тока;
- оценка отклонений от требований селективности и чувствительности существующих защит питающих линий.

Расчеты выполнены с использованием программы «АРМ СРЗА» ПК «Бриз» г. Новосибирск.

Работа выполнена на основании следующих нормативно-методических материалов:

- ПУЭ (действующее издание);
- Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденные приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.17 №343 (далее НТП ПС);
- Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства Энергетики РФ от 13.02.2019 г. №101;
- Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденные приказом Министерства Энергетики РФ от 08.02.2019 г. №81;
- Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (ред. от 21.11.2022);
- Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию»;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.07.2020 №556;

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утверждённые приказами Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;
- Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100;
- Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 04.10.2022 №1070.

2 Решения по организации релейной защиты проектируемого объекта

Состав защит определён в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждёнными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 N 101, а также в соответствии с нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.2017 №343 (далее НТП ПС).

На ПС 110 кВ Мельниково планируется установка:

- комплекта основной и резервной защит ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками;
- комплекта основной и резервной защит ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково;
- комплекта основной и резервной защит трансформаторов.

Для ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками предусматриваются следующие типы защит:

- дифференциально-фазная защита линии;
- дистанционная защита от междуфазных КЗ;
- токовая защита нулевой последовательности, направленные и ненаправленные ступени от однофазных КЗ;
- токовые ступенчатые защиты.

Для ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково предусматриваются следующие типы защит:

- дифференциально-фазная защита линии;
- дистанционная защита от междуфазных КЗ;
- токовая защита нулевой последовательности, направленные и ненаправленные ступени от однофазных КЗ;
- токовые ступенчатые защиты.

Для защиты силовых трансформаторов предусматриваются следующие типы защит:

- дифференциальная токовая защита;
- газовая защита;
- защита устройства РПН;
- МТЗ на стороне ВН и НН (Резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению (пуск по напряжению при необходимости);
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

На вводных выключателях необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту с комбинированным пуском по напряжению;
- дуговую защиту;

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- защиту минимального напряжения;
- УРОВ.

На каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин;
- логическая защита шин;
- защита минимального напряжения;
- сигнализация замыканий на землю.

На отходящих линиях необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от перегрузки (на ТСН);
- защиту от замыканий на землю;
- дуговую защиту;
- АПВ (для ВЛ);
- УРОВ (при необходимости).

Защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока. На отходящих линиях должна предусматриваться селективная сигнализация при однофазных замыканиях на землю.

3 Расчёты токов короткого замыкания

Схема замещения выполнена в программном комплексе АРМ СРЗА ПК «БРИЗ» г. Новосибирск. Реактансы схемы замещения даны в Омах и соответствуют своей ступени напряжения, реактансы силовых трансформаторов приведены к напряжению ВН этих трансформаторов. Сопротивления всех элементов сети на схеме замещения выражены в именованных единицах, приведенные к соответствующему напряжению. Расчёты токов КЗ выполнены на основании цифровых информационных моделей электроэнергетической системы Иркутской области, предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ (На основании пункта 11 статьи 6.1 Федерального закона об Электроэнергетике №35-ФЗ от 26.03.2003 в редакции от 21.11.2022). Схема замещения сети представлена на рисунках 1, 2.

На ПС 110 кВ Мельниково устанавливаются 2 трансформатора мощностью 63 МВА. Расчет тока КЗ на стороне СН/НН с учетом положения РПН выполнен согласно методики СТО ДИВГ-058-2017.

Для трансформаторов принято:

$$S_{\text{ном тр}} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном}}^{\text{СН}} = 11,0 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном}}^{\text{НН}} = 6,6 \text{ кВ}$$

$$u_{\text{к ВН-СН}} = 10,5 \%$$

$$u_{\text{к ВН-НН}} = 18,0 \%$$

$$u_{\text{к СН-НН}} = 7,0 \%$$

$$u_{\text{к ВН}} = 10,75 \%$$

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

$$u_{\text{к сн}} = -0,25 \%$$

$$u_{\text{к нн}} = 7,25 \%$$

РПН 9х1,78%

Минимальное напряжение стороны ВН трансформатора

$$U_{\text{мин Т}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ном Т}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 - \frac{(n-1)}{2} \cdot \Delta U\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ} \quad (1)$$

Сопротивление трансформатора стороны ВН на минимальном ответвлении определяется

$$x_{\text{ВН мин}} = \frac{u_{\text{к вн}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин Т}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 15,92 \text{ Ом} \quad (2)$$

Сопротивление трансформатора стороны СН на минимальном ответвлении определяется

$$x_{\text{СН мин}} = \frac{u_{\text{к сн}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин Т}}^{\text{СН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = -0,37 \text{ Ом} \quad (3)$$

Сопротивление трансформатора стороны НН на минимальном ответвлении определяется

$$x_{\text{НН мин}} = \frac{u_{\text{к нн}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин Т}}^{\text{НН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 10,74 \text{ Ом} \quad (4)$$

Коэффициент трансформации ВН/СН

$$K_{\text{тр мин}} = \frac{U_{\text{мин Т}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном Т}}^{\text{СН}}} = \frac{96,6}{11,0} = 8,78 \quad (5)$$

Коэффициент трансформации ВН/НН

$$K_{\text{тр мин}} = \frac{U_{\text{мин Т}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном Т}}^{\text{НН}}} = \frac{96,6}{6,6} = 14,64 \quad (6)$$

Максимальное напряжение стороны ВН трансформатора

$$U_{\text{макс Т}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ном Т}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 + \frac{(n-1)}{2} \cdot \Delta U\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ} \quad (7)$$

В ГОСТ Р 57382-2017 указано, что для сетей класса напряжения 110 кВ наибольшее рабочее напряжение не превышает 126 кВ.

Сопротивление трансформатора стороны ВН на максимальном ответвлении определяется

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$x_{\text{ВН макс}} = \frac{u_{\text{к ВН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс Т}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 27,09 \text{ Ом}$$

(8)

Сопротивление трансформатора стороны СН на максимальном ответвлении определяется

$$x_{\text{СН макс}} = \frac{u_{\text{к СН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс Т}}^{\text{СН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = -0,63 \text{ Ом}$$

(9)

Сопротивление трансформатора стороны НН на максимальном ответвлении определяется

$$x_{\text{НН макс}} = \frac{u_{\text{к НН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс Т}}^{\text{НН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 18,27 \text{ Ом}$$

(10)

Коэффициент трансформации ВН/СН

$$k_{\text{тр макс}} = \frac{U_{\text{макс Т}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном Т}}^{\text{СН}}} = \frac{126}{11,0} = 11,46$$

(11)

Коэффициент трансформации ВН/НН

$$k_{\text{тр макс}} = \frac{U_{\text{макс Т}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном Т}}^{\text{НН}}} = \frac{126}{6,6} = 19,09$$

(12)

Согласовано:					
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

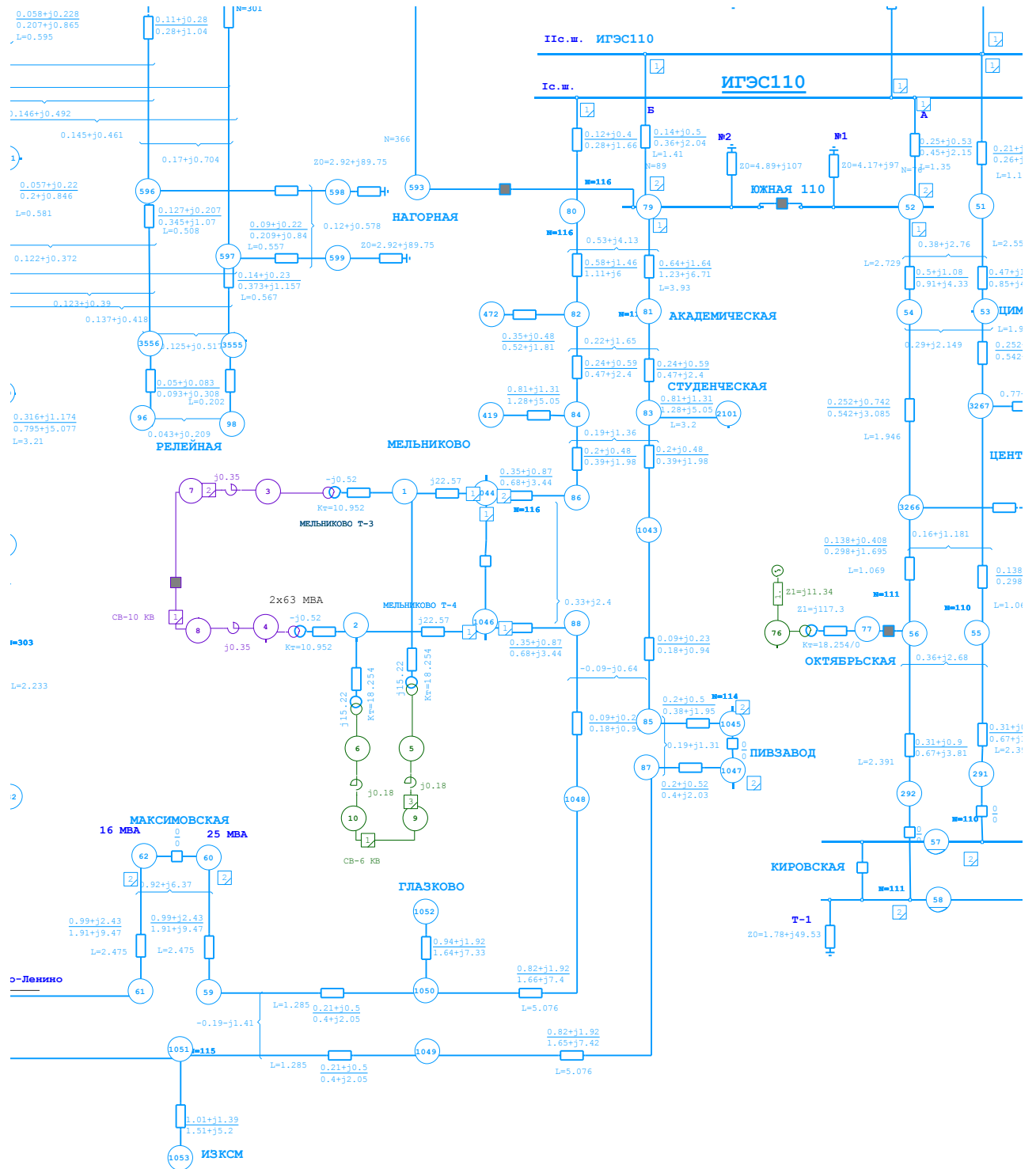


Рисунок 1 – Схема замещения сети на 2025 год

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

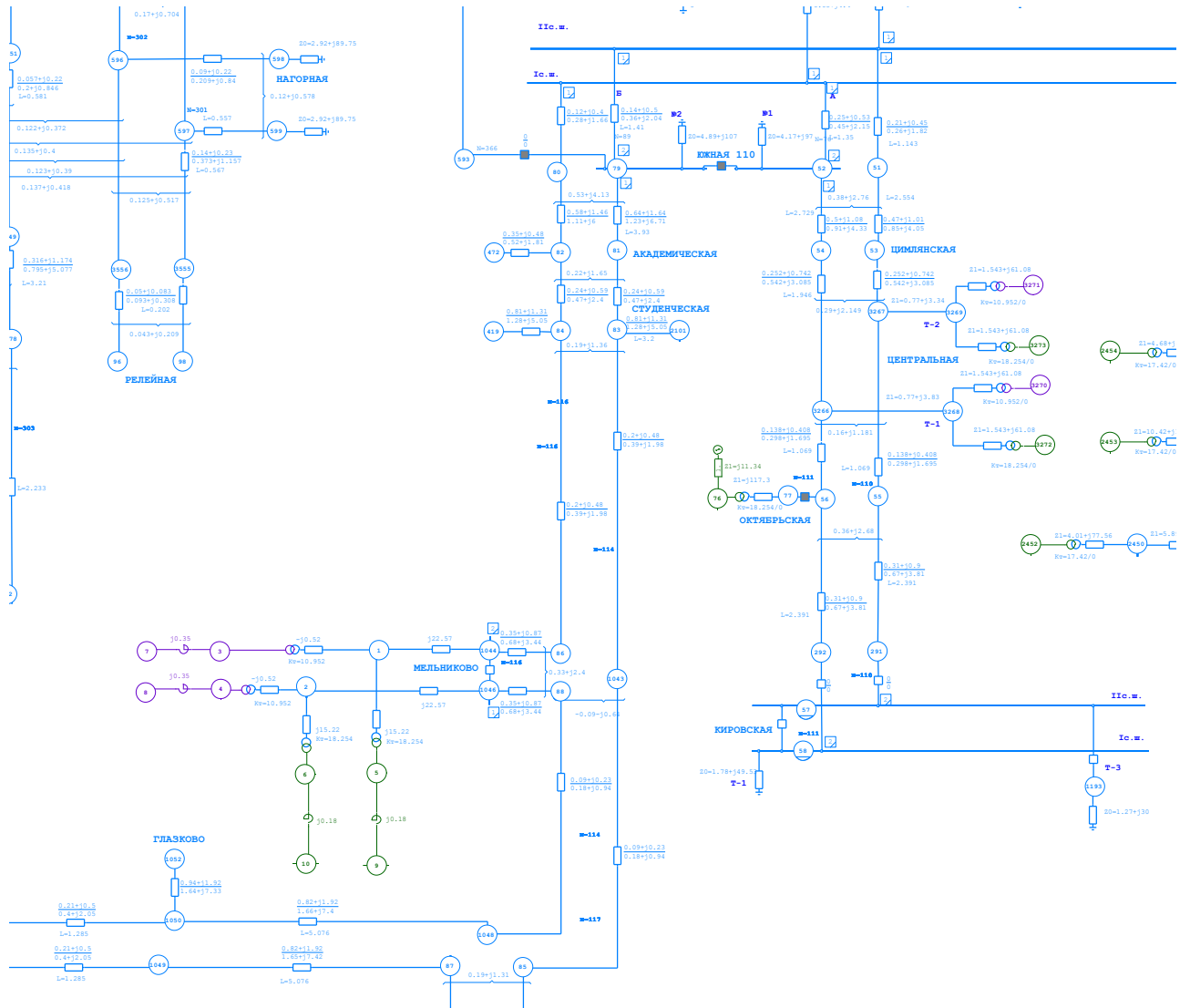


Рисунок 2 – Схема замещения сети на 2029 год

3.1 Протокол расчёта токов КЗ на 2025 год

**** КЗ на шинах 110 кВ Иркутской ГЭС ****

40 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{па}=119.2/-0$ $Z_1=0.181+j1.740$ $Z_2=0.181+j1.740$ $Z_0=0.093+j1.298$

$I_{лсум}$ 39358 96 $I_{2сум}$ 0 0 $3I_{0сум}$ 0 0

$I_{Асум}$ 39358 96 $I_{Всум}$ 39358 -24 $I_{Ссум}$ 39358 -144

$I_{АВсум}$ 68171 126 $I_{ВСсум}$ 68171 6 $I_{САсум}$ 68171 -114

**** КЗ на шинах 110 кВ Иркутской ГЭС ****

40 1-однофазное КЗ (А0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{па}=119.2/-0$ $Z_1=0.181+j1.740$ $Z_2=0.181+j1.740$ $Z_0=0.093+j1.298$

$I_{лсум}$ 14346 95 $I_{2сум}$ 14346 95 $3I_{0сум}$ 43039 95

$I_{Асум}$ 43039 95 $I_{Всум}$ 0 0 $I_{Ссум}$ 0 0

$I_{АВсум}$ 43039 95 $I_{ВСсум}$ 0 0 $I_{САсум}$ 43039 -85

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ

Лист

9

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Максимовская ****

60 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=119.1/-0	Z ₁	=1.568+j5.187	Z ₂	=1.568+j5.187	Z ₀	=3.063+j16.817
I _{1сум}	12691	107	I _{2сум}	0	0	3I _{0сум}	0 0
I _{Aсум}	12691	107	I _{Bсум}	12692	-13	I _{Cсум}	12691 -133
I _{ABсум}	21982	137	I _{BCсум}	21982	17	I _{CAсум}	21982 -103

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Максимовская ****

60 1-однофазное КЗ (A0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=119.1/-0	Z ₁	=1.568+j5.187	Z ₂	=1.568+j5.187	Z ₀	=3.063+j16.817
I _{1сум}	2466	103	I _{2сум}	2466	103	3I _{0сум}	7398 103
I _{Aсум}	7398	103	I _{Bсум}	0	0	I _{Cсум}	0 0
I _{ABсум}	7398	103	I _{BCсум}	0	0	I _{CAсум}	7398 -77

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=119.2/-0	Z ₁	=1.252+j4.345	Z ₂	=1.252+j4.345	Z ₀	=2.244+j12.184
I _{1сум}	15219	106	I _{2сум}	0	0	3I _{0сум}	0 0
I _{Aсум}	15219	106	I _{Bсум}	15219	-14	I _{Cсум}	15219 -134
I _{ABсум}	26359	136	I _{BCсум}	26359	16	I _{CAсум}	26359 -104

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 1-однофазное КЗ (A0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=119.2/-0	Z ₁	=1.252+j4.345	Z ₂	=1.252+j4.345	Z ₀	=2.244+j12.184
I _{1сум}	3215	103	I _{2сум}	3215	103	3I _{0сум}	9644 103
I _{Aсум}	9644	103	I _{Bсум}	0	0	I _{Cсум}	0 0
I _{ABсум}	9644	103	I _{BCсум}	0	0	I _{CAсум}	9644 -77

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

3 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=10.9/-0	Z ₁	=0.010+j0.220	Z ₂	=0.010+j0.220	Z ₀	=0.019+j0.285
I _{1сум}	28522	93	I _{2сум}	0	0	3I _{0сум}	0 0
I _{Aсум}	28522	93	I _{Bсум}	28522	-27	I _{Cсум}	28522 -147
I _{ABсум}	49402	123	I _{BCсум}	49402	3	I _{CAсум}	49402 -117

**** КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-3 (после реактора) ****

7 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=10.9/-0	Z ₁	=0.010+j0.570	Z ₂	=0.010+j0.570	Z ₀	=0.019+j0.635
I _{1сум}	11021	91	I _{2сум}	0	0	3I _{0сум}	0 0
I _{Aсум}	11021	91	I _{Bсум}	11021	-29	I _{Cсум}	11021 -149
I _{ABсум}	19089	121	I _{BCсум}	19089	1	I _{CAсум}	19089 -119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

5 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=6.5/-0$ $Z1=0.004+j0.126$ $Z2=0.004+j0.126$ $Z0=0.007+j0.150$
I1сум 29801 92 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IAсум 29801 92 IBсум 29801 -28 ICсум 29801 -148
IABсум 51616 122 IBCсум 51616 2 ICАсум 51616 -118

**** КЗ на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-3 (после реактора) ****
9 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=6.5/-0$ $Z1=0.004+j0.306$ $Z2=0.004+j0.306$ $Z0=0.007+j0.330$
I1сум 12301 91 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IAсум 12301 91 IBсум 12301 -29 ICсум 12301 -149
IABсум 21307 121 IBCсум 21307 1 ICАсум 21307 -119

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****
1046 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=119.2/-0$ $Z1=1.252+j4.345$ $Z2=1.252+j4.345$ $Z0=2.244+j12.184$
I1сум 15219 106 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IAсум 15219 106 IBсум 15219 -14 ICсум 15219 -134
IABсум 26359 136 IBCсум 26359 16 ICАсум 26359 -104

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****
1046 1-однофазное КЗ (А0)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=119.2/-0$ $Z1=1.252+j4.345$ $Z2=1.252+j4.345$ $Z0=2.244+j12.184$
I1сум 3215 103 I2сум 3215 103 3I0сум 9644 103
IAсум 9644 103 IBсум 0 0 ICсум 0 0
IABсум 9644 103 IBCсум 0 0 ICАсум 9644 -77

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****
4 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=10.9/-0$ $Z1=0.010+j0.220$ $Z2=0.010+j0.220$ $Z0=0.019+j0.285$
I1сум 28522 93 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IAсум 28522 93 IBсум 28522 -27 ICсум 28522 -147
IABсум 49402 123 IBCсум 49402 3 ICАсум 49402 -117

**** КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-4 (после реактора) ****
8 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=10.9/-0$ $Z1=0.010+j0.570$ $Z2=0.010+j0.570$ $Z0=0.019+j0.635$
I1сум 11021 91 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IAсум 11021 91 IBсум 11021 -29 ICсум 11021 -149
IABсум 19089 121 IBCсум 19089 1 ICАсум 19089 -119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****
6 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
 $U_{па}=6.5/-0$ $Z1=0.004+j0.126$ $Z2=0.004+j0.126$ $Z0=0.007+j0.150$
I1сум 29801 92 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IAсум 29801 92 IBсум 29801 -28 ICсум 29801 -148

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

IABсум 51616 122 IBCсум 51616 2 ICАсум 51616 -118

**** КЗ на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-4 (после реактора) ****
10 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=6.5/-0 Z1=0.004+j0.306 Z2=0.004+j0.306 Z0=0.007+j0.330
I1сум 12301 91 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IАсум 12301 91 IВсум 12301 -29 ICсум 12301 -149
IABсум 21307 121 IBCсум 21307 1 ICАсум 21307 -119

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

1-ПОЯС 3
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 3
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 3
Uпа=13.6/-0 Z1=0.016+j0.258 Z2=0.016+j0.258 Z0=0.019+j0.230
Замеры
I1сум 30310 94 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IАсум 30310 94 IВсум 30310 -26 ICсум 30310 -146
IABсум 52499 124 IBCсум 52499 4 ICАсум 52499 -116

Подрежим 2

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 3
Uпа=10.4/-0 Z1=0.010+j0.235 Z2=0.010+j0.235 Z0=0.019+j0.323
Замеры
I1сум 25580 92 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IАсум 25580 92 IВсум 25580 -28 ICсум 25580 -148
IABсум 44307 122 IBCсум 44306 2 ICАсум 44307 -118

**** КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-3 (после реактора) с учётом РПН****

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

1-ПОЯС 7
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 7
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 7
Упа=13.6/-0 Z1=0.016+j0.608 Z2=0.016+j0.608 Z0=0.019+j0.580
Замеры
I1сум 12885 91 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IАсум 12885 91 IВсум 12885 -29 IСсум 12885 -149
IАВсум 22318 121 IВСсум 22318 1 IАСсум 22318 -119

Подрежим 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 7
Упа=10.4/-0 Z1=0.010+j0.585 Z2=0.010+j0.585 Z0=0.019+j0.673
Замеры
I1сум 10271 91 I2сум 0 0 3I0сум 0 0
IАсум 10271 91 IВсум 10271 -29 IСсум 10271 -149
IАВсум 17791 121 IВСсум 17791 1 IАСсум 17791 -119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА IА IВ IС IАВ IВС IСА I1 *I2 *3I0 UА UВ UС UАВ UВС UСА U1 U2 3U0
1-ПОЯС 5
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 5
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)

НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 5
Упа=8.1/-0 Z1=0.006+j0.145 Z2=0.006+j0.145 Z0=0.007+j0.130

Замеры

I1сум	32468	92	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	32468	92	IBсум	32468	-28	ICсум	32468	-148
IABсум	56236	122	IBCсум	56236	2	ICAсум	56236	-118

Подрежим 2

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)

НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 5
Упа=6.2/-0 Z1=0.003+j0.136 Z2=0.003+j0.136 Z0=0.007+j0.164

Замеры

I1сум	26422	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	26422	91	IBсум	26422	-29	ICсум	26422	-149
IABсум	45765	121	IBCсум	45765	1	ICAсум	45765	-119

**** КЗ после реактора 6 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	9																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	АВС																	
УЗЕЛ-КЗ	9																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	ЕК1В1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	ЕК1В1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	ЕК1В1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	ЕК1В1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	ЕК1В1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	ЕК1В1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	ЕК1В1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	ЕК1В1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)

НСМ 1

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 9

U_{па}=8.1/-0 Z₁=0.006+j0.325 Z₂=0.006+j0.325 Z₀=0.007+j0.310

Замеры

I ₁ сум	14476	91	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0	0
I _A сум	14476	91	I _B сум	14476	-29	I _C сум	14476	-149
I _{AB} сум	25074	121	I _{BC} сум	25074	1	I _{CA} сум	25074	-119

Подрежим 2

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)

ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)

ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)

ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)

ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)

ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)

НСМ 1

ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 9

U_{па}=6.2/-0 Z₁=0.003+j0.316 Z₂=0.003+j0.316 Z₀=0.007+j0.344

Замеры

I ₁ сум	11393	91	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0	0
I _A сум	11393	91	I _B сум	11393	-29	I _C сум	11393	-149
I _{AB} сум	19734	121	I _{BC} сум	19734	1	I _{CA} сум	19734	-119

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА I_A I_B I_C I_{AB} I_{BC} I_{CA} I₁ *I₂ *3I₀ U_A U_B U_C U_{AB} U_{BC} U_{CA} U₁ U₂ 3U₀

1-ПОЯС 4

НСМ 1

ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 4

ПОДРЕЖИМ 1

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X₁=15.92 X₀=15.92

ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X₁=15.92 X₀=15.92

ИЗМЕНИТЬ 1-3 X₁=-0.37 E_{K1B1}=8.78

ИЗМЕНИТЬ 2-4 X₁=-0.37 E_{K1B1}=8.78

ИЗМЕНИТЬ 1-5 X₁=10.74 E_{K1B1}=14.64

ИЗМЕНИТЬ 2-6 X₁=10.74 E_{K1B1}=14.64

ПОДРЕЖИМ 2

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X₁=27.09 X₀=27.09

ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X₁=27.09 X₀=27.09

ИЗМЕНИТЬ 1-3 X₁=-0.63 E_{K1B1}=11.46

ИЗМЕНИТЬ 2-4 X₁=-0.63 E_{K1B1}=11.46

ИЗМЕНИТЬ 1-5 X₁=18.27 E_{K1B1}=19.09

ИЗМЕНИТЬ 2-6 X₁=18.27 E_{K1B1}=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ Р А С Ч Е Т А

Подрежим 1

ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)

ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)

ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)

ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)

ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)

ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)

НСМ 1

ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 4

U_{па}=13.6/-0 Z₁=0.016+j0.258 Z₂=0.016+j0.258 Z₀=0.019+j0.230

Замеры

I ₁ сум	30310	94	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0	0
I _A сум	30310	94	I _B сум	30310	-26	I _C сум	30310	-146
I _{AB} сум	52499	124	I _{BC} сум	52499	4	I _{CA} сум	52499	-116

Подрежим 2

I ₁ сум	25580	92	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0	0
I _A сум	25580	92	I _B сум	25580	-28	I _C сум	25580	-148
I _{AB} сум	44307	122	I _{BC} сум	44306	2	I _{CA} сум	44307	-118

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

**** КЗ после реактора 10 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	8																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	8																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	EK1B1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	EK1B1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1																		
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-														

НСМ 1 ВИД-КЗ ABC																		
УЗЕЛ-КЗ	8																	
Uпа=13.6/-0	Z1=0.016+j0.608	Z2=0.016+j0.608	Z0=0.019+j0.580															

Замеры																		
I1сум	12885	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0										
IAсум	12885	91	IBсум	12885	-29	ICсум	12885	-149										
IABсум	22318	121	IBCсум	22318	1	ICAсум	22318	-119										

Подрежим 2																		
I1сум	10271	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0										
IAсум	10271	91	IBсум	10271	-29	ICсум	10271	-149										
IABсум	17791	121	IBCсум	17791	1	ICAсум	17791	-119										

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	6																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	6																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	EK1B1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	EK1B1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1																		
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(	-	-	)
		НСМ	1		
		ВИД-КЗ	АВС		
УЗЕЛ-КЗ	6				
Упа=8.1/-0	Z1=0.006+j0.145	Z2=0.006+j0.145	Z0=0.007+j0.130		
	Замеры				
I1сум	32468	92	I2сум	0 0	3I0сум 0 0
IAсум	32468	92	IBсум	32468 -28	ICсум 32468 -148
IABсум	56236	122	IBCсум	56236 2	ICAсум 56236 -118

		Подрежим		2		
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-	)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-	)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-	)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-	)	
		НСМ	1			
		ВИД-КЗ	АВС			
УЗЕЛ-КЗ	6					
Упа=6.2/-0	Z1=0.003+j0.136	Z2=0.003+j0.136	Z0=0.007+j0.164			
Замеры						
I1сум	26422	91	I2сум	0	0	
IAсум	26422	91	IBсум	26422	-29	
IABсум	45765	121	IBCсум	45765	1	
				3I0сум	0	
				ICсум	26422	
				ICAсум	45765	
					-119	

**** КЗ после реактора 6 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	10																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	10																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92		X0=15.92														
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92		X0=15.92														
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37		ЕК1В1=8.78														
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37		ЕК1В1=8.78														
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74		ЕК1В1=14.64														
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74		ЕК1В1=14.64														
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09		X0=27.09														
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09		X0=27.09														
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63		ЕК1В1=11.46														
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63		ЕК1В1=11.46														
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27		ЕК1В1=19.09														
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27		ЕК1В1=19.09														

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО		-	-	)			
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО		-	-	)			
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-		-	-	)			
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-		-	-	)			
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-		-	-	)			
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-		-	-	)			
НСМ 1									
ВИД-КЗ АВС									
УЗЕЛ-КЗ	10								
Упа=8.1/-0	Z1=0.006+j0.325	Z2=0.006+j0.325	Z0=0.007+j0.310						
Замеры									
I1сум	14476	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0	
IAсум	14476	91	IBсум	14476	-29	ICсум	14476	-149	
IABсум	25074	121	IBCсум	25074	1	ICAсум	25074	-119	

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

		Подрежим 2					
I1сум	11393	91	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	11393	91	IBсум	11393	-29	ICсум	11393 -149
IABсум	19734	121	IBCсум	19734	1	ICAcум	19734 -119

3.2 Протокол расчёта токов КЗ на 2029 год

**** КЗ на шинах 110 кВ Иркутской ГЭС ****

40 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=118.8/-0 Z1=0.185+j1.711 Z2=0.185+j1.711 Z0=0.093+j1.298

I1сум	39867	96	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	39867	96	IBсум	39867	-24	ICсум	39867 -144
IABсум	69051	126	IBCсум	69051	6	ICAcум	69051 -114

**** КЗ на шинах 110 кВ Иркутской ГЭС ****

40 1-однофазное КЗ (A0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=118.8/-0 Z1=0.185+j1.711 Z2=0.185+j1.711 Z0=0.093+j1.298

I1сум	14466	96	I2сум	14466	96	3I0сум	43398 96
IAсум	43398	96	IBсум	0	0	ICсум	0 0
IABсум	43398	96	IBCсум	0	0	ICAcум	43398 -84

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Максимовская ****

60 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=118.7/-0 Z1=1.571+j5.154 Z2=1.571+j5.154 Z0=3.063+j16.817

I1сум	12715	107	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	12715	107	IBсум	12715	-13	ICсум	12715 -133
IABсум	22023	137	IBCсум	22023	17	ICAcум	22023 -103

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Максимовская ****

60 1-однофазное КЗ (A0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=118.7/-0 Z1=1.571+j5.154 Z2=1.571+j5.154 Z0=3.063+j16.817

I1сум	2462	103	I2сум	2462	103	3I0сум	7387 103
IAсум	7387	103	IBсум	0	0	ICсум	0 0
IABсум	7387	103	IBCсум	0	0	ICAcум	7387 -77

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=118.7/-0 Z1=1.255+j4.315 Z2=1.255+j4.315 Z0=2.244+j12.184

I1сум	15257	106	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	15257	106	IBсум	15257	-14	ICсум	15257 -134
IABсум	26426	136	IBCсум	26426	16	ICAcум	26426 -104

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 1-однофазное КЗ (A0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

Uпа=118.7/-0 Z1=1.255+j4.315 Z2=1.255+j4.315 Z0=2.244+j12.184

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

I1сум	3211	103	I2сум	3211	103	3I0сум	9634	103
IAсум	9634	103	IBсум	0	0	ICсум	0	0
IABсум	9634	103	IBCсум	0	0	ICAcум	9634	-77

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

3 3-трехфазное КЗ (ABC)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
U_{па}=10.8/-0 Z₁=0.010+j0.220 Z₂=0.010+j0.220 Z₀=0.019+j0.285

I1сум	28447	93	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	28447	93	IBсум	28447	-27	ICсум	28447	-147
IABсум	49272	123	IBCсум	49272	3	ICAcум	49272	-117

**** КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-3 (после реактора) ****

7 3-трехфазное КЗ (ABC)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
U_{па}=10.8/-0 Z₁=0.010+j0.570 Z₂=0.010+j0.570 Z₀=0.019+j0.635

I1сум	10984	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	10984	91	IBсум	10984	-29	ICсум	10984	-149
IABсум	19025	121	IBCсум	19025	1	ICAcум	19025	-119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково ****

5 3-трехфазное КЗ (ABC)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
U_{па}=6.5/-0 Z₁=0.004+j0.126 Z₂=0.004+j0.126 Z₀=0.007+j0.150

I1сум	29710	92	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	29710	92	IBсум	29710	-28	ICсум	29710	-148
IABсум	51459	122	IBCсум	51459	2	ICAcум	51459	-118

**** КЗ на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-3 (после реактора) ****

9 3-трехфазное КЗ (ABC)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
U_{па}=6.5/-0 Z₁=0.004+j0.306 Z₂=0.004+j0.306 Z₀=0.007+j0.330

I1сум	12259	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	12259	91	IBсум	12259	-29	ICсум	12259	-149
IABсум	21233	121	IBCсум	21233	1	ICAcум	21233	-119

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****

1046 3-трехфазное КЗ (ABC)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
U_{па}=118.7/-0 Z₁=1.255+j4.315 Z₂=1.255+j4.315 Z₀=2.244+j12.184

I1сум	15257	106	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	15257	106	IBсум	15257	-14	ICсум	15257	-134
IABсум	26426	136	IBCсум	26426	16	ICAcум	26426	-104

**** КЗ на шинах 110 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****

1046 1-однофазное КЗ (A0)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:
U_{па}=118.7/-0 Z₁=1.255+j4.315 Z₂=1.255+j4.315 Z₀=2.244+j12.184

I1сум	3211	103	I2сум	3211	103	3I0сум	9633	103
IAсум	9633	103	IBсум	0	0	ICсум	0	0
IABсум	9633	103	IBCсум	0	0	ICAcум	9633	-77

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

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****

4 3-трехфазное КЗ (АВС)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=10.8/-0	Z ₁	=0.010+j0.220	Z ₂	=0.010+j0.220	Z ₀	=0.019+j0.285
I ₁ сум	28447	93	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0 0
I _А сум	28447	93	I _В сум	28447	-27	I _С сум	28447 -147
I _{АВ} сум	49272	123	I _{ВС} сум	49272	3	I _{СА} сум	49272 -117

**** КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-4 (после реактора) ****

8 3-трехфазное КЗ (АВС)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=10.8/-0	Z ₁	=0.010+j0.570	Z ₂	=0.010+j0.570	Z ₀	=0.019+j0.635
I ₁ сум	10984	91	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0 0
I _А сум	10984	91	I _В сум	10984	-29	I _С сум	10984 -149
I _{АВ} сум	19025	121	I _{ВС} сум	19025	1	I _{СА} сум	19025 -119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ****

6 3-трехфазное КЗ (АВС)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=6.5/-0	Z ₁	=0.004+j0.126	Z ₂	=0.004+j0.126	Z ₀	=0.007+j0.150
I ₁ сум	29710	92	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0 0
I _А сум	29710	92	I _В сум	29710	-28	I _С сум	29710 -148
I _{АВ} сум	51459	122	I _{ВС} сум	51459	2	I _{СА} сум	51459 -118

**** КЗ на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Мельниково Т-4 (после реактора) ****

10 3-трехфазное КЗ (АВС)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U _{па}	=6.5/-0	Z ₁	=0.004+j0.306	Z ₂	=0.004+j0.306	Z ₀	=0.007+j0.330
I ₁ сум	12259	91	I ₂ сум	0	0	3I ₀ сум	0 0
I _А сум	12259	91	I _В сум	12259	-29	I _С сум	12259 -149
I _{АВ} сум	21233	121	I _{ВС} сум	21233	1	I _{СА} сум	21233 -119

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	3																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	АВС																	
УЗЕЛ-КЗ	3																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	EK1B1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	EK1B1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 3
Упа=13.5/-0 Z1=0.016+j0.258 Z2=0.016+j0.258 Z0=0.019+j0.230

Замеры									
I1сум	30242	94	I2сум	0	0	3I0сум	0	0	
IAсум	30242	94	IBсум	30242	-26	ICсум	30242	-146	
IABсум	52381	124	IBCсум	52381	4	ICAсум	52381	-116	

Подрежим 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 3
Упа=10.4/-0 Z1=0.010+j0.234 Z2=0.010+j0.234 Z0=0.019+j0.323

Замеры									
I1сум	25509	92	I2сум	0	0	3I0сум	0	0	
IAсум	25509	92	IBсум	25509	-28	ICсум	25509	-148	
IABсум	44183	122	IBCсум	44183	2	ICAсум	44183	-118	

**** КЗ после реактора 10 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА IA IB IC IAB IBC ICA I1 *I2 *3I0 UA UB UC UAB UBC UCA U1 U2 3U0
1-ПОЯС 7
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 7
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 EK1B1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 EK1B1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 EK1B1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 EK1B1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 EK1B1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 EK1B1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 EK1B1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 EK1B1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 7
Упа=13.5/-0 Z1=0.016+j0.608 Z2=0.016+j0.608 Z0=0.019+j0.580

Замеры									
I1сум	12845	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0	
IAсум	12845	91	IBсум	12845	-29	ICсум	12845	-149	
IABсум	22248	121	IBCсум	22248	1	ICAсум	22248	-119	

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

		Подрежим 2					
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-		)	
		НСМ	1				
		ВИД-КЗ	АВС				
УЗЕЛ-КЗ	7						
Упа=10.4/-0	Z1=0.010+j0.584	Z2=0.010+j0.584	Z0=0.019+j0.673				
Замеры							
I1сум	10237	91	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	10237	91	IBсум	10237	-29	ICсум	10237 -149
IABсум	17731	121	IBCсум	17731	1	ICAcум	17731 -119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	5																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	5																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	EK1B1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	EK1B1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

		Подрежим 1					
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-		)	
		НСМ	1				
		ВИД-КЗ	АВС				
УЗЕЛ-КЗ	5						
Упа=8.1/-0	Z1=0.006+j0.145	Z2=0.006+j0.145	Z0=0.007+j0.130				
		Замеры					
I1сум	32377	92	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	32377	92	IBсум	32377	-28	ICсум	32377 -148
IABсум	56079	122	IBCсум	56079	2	ICAcум	56079 -118

		Подрежим 2					
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-		)	
		НСМ	1				
		ВИД-КЗ	АВС				
УЗЕЛ-КЗ	5						
Упа=6.2/-0	Z1=0.003+j0.136	Z2=0.003+j0.136	Z0=0.007+j0.164				
		Замеры					
I1сум	26339	91	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	26339	91	IBсум	26339	-29	ICсум	26339 -149

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

IAВсум 45620 121 IBСсум 45620 1 ICАсум 45620 -119

**** КЗ после реактора 6 кВ Т-3 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAВ	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	9																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	9																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	EK1B1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	EK1B1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1																		
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-														
НСМ 1																		
ВИД-КЗ ABC																		
УЗЕЛ-КЗ	9																	
Uпа=8.1/-0	Z1=0.006+j0.325	Z2=0.006+j0.325	Z0=0.007+j0.310															
Замеры																		
I1сум	14428	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0										
IAсум	14428	91	IBсум	14428	-29	ICсум	14428	-149										
IAВсум	24990	121	IBСсум	24990	1	ICAсум	24990	-119										

Подрежим 2																		
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-														
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-														
НСМ 1																		
ВИД-КЗ ABC																		
УЗЕЛ-КЗ	9																	
Uпа=6.2/-0	Z1=0.003+j0.316	Z2=0.003+j0.316	Z0=0.007+j0.344															
Замеры																		
I1сум	11353	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0										
IAсум	11353	91	IBсум	11353	-29	ICсум	11353	-149										
IAВсум	19665	121	IBСсум	19665	1	ICAсум	19665	-119										

**** КЗ до реактора 10 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAВ	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	4																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	4																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-	)

НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 4
Упа=13.5/-0 Z1=0.016+j0.258 Z2=0.016+j0.258 Z0=0.019+j0.230

Замеры

I1сум	30242	94	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IАсум	30242	94	IВсум	30242	-26	ICсум	30242	-146
IАВсум	52381	124	IВСсум	52381	4	ICAсум	52381	-116

Подрежим 2

ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-	)

НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 4
Упа=10.4/-0 Z1=0.010+j0.234 Z2=0.010+j0.234 Z0=0.019+j0.323

Замеры

I1сум	25509	92	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IАсум	25509	92	IВсум	25509	-28	ICсум	25509	-148
IАВсум	44183	122	IВСсум	44183	2	ICAсум	44183	-118

**** КЗ после реактора 10 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА IA IB IC IAB IBC ICA I1 *I2 *3I0 UA UB UC UAB UBC UCA U1 U2 3U0
1-ПОЯС 8
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 8
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 ЕК1В1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-	)

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

ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 8
Упа=13.5/-0 Z1=0.016+j0.608 Z2=0.016+j0.608 Z0=0.019+j0.580

Замеры

I1сум	12845	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	12845	91	IBсум	12845	-29	ICсум	12845	-149
IABсум	22248	121	IBCсум	22248	1	ICAсум	22248	-119

Подрежим 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 8
Упа=10.4/-0 Z1=0.010+j0.584 Z2=0.010+j0.584 Z0=0.019+j0.673

Замеры

I1сум	10237	91	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	10237	91	IBсум	10237	-29	ICсум	10237	-149
IABсум	17731	121	IBCсум	17731	1	ICAсум	17731	-119

**** КЗ до реактора 6 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА IA IB IC IAB IBC ICA I1 *I2 *3I0 UA UB UC UAB UBC UCA U1 U2 3U0
1-ПОЯС 6
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 6
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 EK1B1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 EK1B1=8.78
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 EK1B1=14.64
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 EK1B1=14.64
ПОДРЕЖИМ 2
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09
ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 EK1B1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 EK1B1=11.46
ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 EK1B1=19.09
ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 EK1B1=19.09

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1
ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -)
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 6
Упа=8.1/-0 Z1=0.006+j0.145 Z2=0.006+j0.145 Z0=0.007+j0.130

Замеры

I1сум	32377	92	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	32377	92	IBсум	32377	-28	ICсум	32377	-148
IABсум	56079	122	IBCсум	56079	2	ICAсум	56079	-118

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

		Подрежим 2					
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-		)	
		НСМ	1				
		ВИД-КЗ	АВС				
УЗЕЛ-КЗ	6						
Упа=6.2/-0	Z1=0.003+j0.136	Z2=0.003+j0.136	Z0=0.007+j0.164				
		Замеры					
I1сум	26339	91	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	26339	91	IBсум	26339	-29	ICсум	26339 -149
IABсум	45620	121	IBCсум	45620	1	ICAcум	45620 -119

**** КЗ после реактора 6 кВ Т-4 ПС 110 кВ Мельниково с учётом РПН****

ВЕЛИЧИНА	IA	IB	IC	IAB	IBC	ICA	I1	*I2	*3I0	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	U1	U2	3U0
1-ПОЯС	10																	
НСМ	1																	
ВИД-КЗ	ABC																	
УЗЕЛ-КЗ	10																	
ПОДРЕЖИМ	1																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=15.92	X0=15.92															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.37	EK1B1=8.78															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=10.74	EK1B1=14.64															
ПОДРЕЖИМ	2																	
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	X1=27.09	X0=27.09															
ИЗМЕНИТЬ	1-3	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	2-4	X1=-0.63	EK1B1=11.46															
ИЗМЕНИТЬ	1-5	X1=18.27	EK1B1=19.09															
ИЗМЕНИТЬ	2-6	X1=18.27	EK1B1=19.09															

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

		Подрежим 1					
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-		)	
		НСМ	1				
		ВИД-КЗ	АВС				
УЗЕЛ-КЗ	10						
Упа=8.1/-0	Z1=0.006+j0.325	Z2=0.006+j0.325	Z0=0.007+j0.310				
		Замеры					
I1сум	14428	91	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	14428	91	IBсум	14428	-29	ICсум	14428 -149
IABсум	24990	121	IBCсум	24990	1	ICAcум	24990 -119

		Подрежим 2					
ИЗМЕНИТЬ	1044-1	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1046-2	(МЕЛЬНИКОВО	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-3	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-4	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	1-5	(-	-	-		)	
ИЗМЕНИТЬ	2-6	(-	-	-		)	
		НСМ	1				
		ВИД-КЗ	АВС				
УЗЕЛ-КЗ	10						
Упа=6.2/-0	Z1=0.003+j0.316	Z2=0.003+j0.316	Z0=0.007+j0.344				
Замеры							
I1сум	11353	91	I2сум	0	0	3I0сум	0 0
IAсум	11353	91	IBсум	11353	-29	ICсум	11353 -149

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

3.3 Сводная таблица токов КЗ

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблицу.

Таблица 1 - Расчет токов короткого замыкания на объекте проектирования и в прилегающей сети на 2025 год

Наименование объекта	Класс напряжения, кВ	Вид КЗ	
		3ф, I(3)А	1ф, 3I0, А
Иркутская ГЭС	110	39358	43039
ПС 110 кВ Максимовская	110	12691	7398
ПС 110 кВ Мельниково	110	15219	9644
	10	11021	-
	10 с учётом РПН+	12885	-
	10 с учётом РПН-	10271	-
	6	12301	-
	6 с учётом РПН+	14476	-
	6 с учётом РПН-	11393	-

Таблица 2 - Расчет токов короткого замыкания на объекте проектирования и в прилегающей сети на 2029 год

Наименование объекта	Класс напряжения, кВ	Вид КЗ	
		3ф, I(3)А	1ф, 3I0, А
Иркутская ГЭС	110	39867	43398
ПС 110 кВ Максимовская	110	12715	7387
ПС 110 кВ Мельниково	110	15257	9634
	10	10984	-
	10 с учётом РПН+	12845	-
	10 с учётом РПН-	10237	-
	6	12259	-
	6 с учётом РПН+	14428	-
	6 с учётом РПН-	11353	-

3.4 Режим заземления нейтрали трансформаторов

Работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с глухозаземленной, так и с эффективно заземленной нейтралью. В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220 кВ трансформаторов, а так же выбор действия релейной защиты и системной автоматики должны быть осуществлены таким образом, что бы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтральями.

Сети энергосистемы напряжением 110 кВ работают с эффективно заземленной нейтралью, с большим током КЗ на землю. Для уменьшения тока КЗ на землю, для улучшения условий работы токовых земляных защит ВЛ 110 кВ для части трансформаторов 110 кВ на станциях и подстанциях принят режим работы с изолированной нейтралью. В этих сетях часть нейтралей силовых элементов (трансформаторов, генераторов) заземлены, а часть разземлены (изолированы через разрядник или ОПН).

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью – трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4 (ПУЭ п.1.7.4).

Коэффициент замыкания на землю в трёхфазной электрической сети называют отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Допустимость работы трансформаторов 110 кВ с изолированной нейтралью проверяется при соотношениях реактансов в точке короткого замыкания (на выводах 110 кВ):

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3,0 \text{ и } \frac{R_0}{X_1} \leq 1,0$$

Значения токов КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково (нейтрали трансформаторов Т-3 и Т-4 разземлены)

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 3-трехфазное КЗ (АВС)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=119.2/-0 Z₁=1.252+j4.345 Z₂=1.252+j4.345 Z₀=2.244+j12.184
 I₁сум 15219 106 I₂сум 0 0 3I₀сум 0 0
 I_Aсум 15219 106 I_Bсум 15219 -14 I_Cсум 15219 -134
 I_{AB}сум 26359 136 I_{BC}сум 26359 16 I_{CA}сум 26359 -104

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 1-однофазное КЗ (А0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=119.2/-0 Z₁=1.252+j4.345 Z₂=1.252+j4.345 Z₀=2.244+j12.184
 I₁сум 3215 103 I₂сум 3215 103 3I₀сум 9644 103
 I_Aсум 9644 103 I_Bсум 0 0 I_Cсум 0 0
 I_{AB}сум 9644 103 I_{BC}сум 0 0 I_{CA}сум 9644 -77

1044 U_A 0.00 0 U_B 86.12 -134 U_C 82.62 136
 U₁ 54.32 1 U₂ 14.54 177 3U₀ 119.49 -178

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 15,219 \text{ кА} > I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 9,644 \text{ кА} ;$$

$$U_A^{(1)} = 0, U_B^{(1)} = 86,12 \text{ кВ}, U_C^{(1)} = 82,62 \text{ кВ} < 0,8U_{\text{НОМ}} (88 \text{ кВ})$$

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{12,184}{4,345} = 2,80 < 3,0$$

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{2,244}{4,345} = 0,52 \leq 1,0$$

$$K_3 = \frac{U_{\text{фаз.неповр при КЗ}}}{U_{\text{фаз до КЗ}}} = \frac{86,12}{110/\sqrt{3}} = 1,36 < 1,4$$

Так как коэффициент замыкания на землю <1,4, а также соблюдаются условия $1 < X_0/X_1 < 3,0$ и $R_0/X_1 < 1,0 \rightarrow I_{\text{КЗ}}^{(1)} < I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, соответственно создаются условия при которых обеспечивается величина напряжения при однофазном КЗ на неповрежденных фазах трансформатора не выше $0,8U_{\text{НОМ}}$ или $1,4 U_{\text{фаз}}$. Соответственно, допустима работа

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

трансформаторов на ПС 110 кВ Мельниково в нормальном режиме с разземленной нейтралью. В дальнейших расчётах принято разземление нейтралей Т-3 и Т-4 ПС 110 кВ Мельниково.

4 Выбор параметров срабатывания защит трансформаторов

Расчет уставок защит трансформаторов выполнен в соответствии с БРСН.656122.701 РРУ «Микропроцессорный терминал БРЕСЛЕР-0107.701. Основная и резервная защиты трехобмоточного трансформатора. Руководство по применению и рекомендации по расчёту и выбору параметров срабатывания» и БРСН.656122.710 РРУ «Рекомендации по расчету уставок защит трансформатора 110-220 кВ реализованных на базе терминалов серий «БРЕСЛЕР-0107.71Х»».

4.1 Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

Базисные токи

При расчете уставок за базовый ток (первичный) принимаем номинальный ток с питающей стороны, рассчитанный по формуле

I_ном.баз,i = (S_ном / (sqrt(3) * U_ном,i)) (13)

где S_ном – номинальная мощность трансформатора, кВА;
U_ном.ВН – номинальное напряжение, кВ.

Таблица 3 - Результаты расчета базисного тока

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	ВН	СН	НН
Номинальная мощность трансформатора	S_ном	кВА	63000	63000	63000
Номинальное напряжение	U_ном,i	кВ	115	11,0	6,6
Базисный ток	I_ном.баз,i	А	316,3	3306,6	5511,1

Коэффициенты амплитудной компенсации

Расчет коэффициентов амплитудной компенсации выполняется по формуле:

k_Am,i = (I_ном.ТТ,i / (I_ном.баз,i * k_сх)) (14)

где I_ном.ТТ,i – номинальный первичный ток измерительного ТТ j-ой стороны;
k_сх – коэффициент схемы, принимается равным 1,0, А.

Таблица 4 - Результаты расчета коэффициентов амплитудной компенсации

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	ВН	СН	НН
Номинальный первичный ток измерительного ТТ j-ой стороны	I_ном.ТТ,i	А	1200	4000	4000
Базисный ток	I_ном.баз,i	А	316,3	3306,6	5511,1

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	ВН	СН	НН
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	о.е.	1,000	1,000	1,000
Коэффициент амплитудной компенсации	$k_{Am,i}$	о.е.	3,794	1,210	0,726
Диапазон	$k_{Am,i}$	о.е.	0,1-10,0	0,1-10,0	0,1-10,0

Для токовых плеч ВН и СН выберем группу соединения обмоток 1. Для токового плеча НН выберем группу соединения 0. Для всех токовых плеч накладку «Компенс.НП,j» оставим в отключенном положении.

Группы соединения

Так как, трансформаторы тока на каждой стороне силового трансформатора имеют схему соединения «звезда», а токи со всех сторон защищаемого трансформатора измеряются в одном направлении тогда для обмотки ВН и СН трансформатора, соединенную в звезду и имеющую группу соединения 0 следует задавать в уставках группу соединения 1 – таким образом будет собран цифровой треугольник, являющийся фильтром токов нулевой последовательности.

Для обмотки НН трансформатора, соединенную в треугольник и имеющую 11 группу соединения обмоток следует задавать в уставках группу соединения 0.

Фильтрация токов нулевой последовательности

Фильтрация токов нулевой последовательности выполнена путем ввода уставки группы соединения.

Торможение суммой токов

Торможение по сумме двух плеч проектом не предусматривается.

Ток небаланса

Относительный ток небаланса определен как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока с учетом регулирования напряжения и погрешностью выравнивания токов плеч в термине защиты:

$$I_{нб,расч*} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + f_{выр}) \cdot I_{расч*} \quad (15)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической слагающей тока);

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При внешних коротких замыканиях на сторонах, где защищаемый трансформатор присоединен к сети через один выключатель коэффициент однотипности следует принимать равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформатора тока, соответствующее установившемуся режиму КЗ. При выборе трансформаторов тока по кривым предельных кратностей при 10%-ной погрешности принимается равным 0,1;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, принимается равной половине действительного диапазона регулирования;

$f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов сторон. Определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями устройства и может быть принята равной 0,02;

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

$I_{расч*} = \frac{I_{расч}}{I_{ном.баз,i}}$ – относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса.

Относительную погрешность, вызванную регулированием напряжения трансформатора, определим по формуле:

$$\Delta U_{рег} = \frac{n \cdot \Delta U_{ст.РПН\%}}{100\%}$$
 (16)

где *n* – число ступеней регулирования РПН;
 $\Delta U_{ст.РПН\%}$ – значение регулирования одной ступени, %.

Дифференциальная токовая отсечка

По условию отстройки от режима БНТ *I*_{ДТО} принимается равным 6,0 о.е.

По условию отстройки от максимального сквозного тока имеем:

$$I_{ДТО} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$
 (17)

где *k*_{отс} =1,5 – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас.

*I*_{нб.расч*}– расчетный ток небаланса, при максимальном токе внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима *k*_{пер} принят равным 3,0; величина *I*_{расч*} принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном внешнем (как правило, трехфазном) металлическом КЗ на стороне, где рассматривается повреждение.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению из полученных выше.

Таблица 5 - Результаты расчета дифференциальной токовой отсечки

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	<i>I</i> _{расч*}	о.е.	4,64
1.1.	максимальное значение тока при металлического трехфазном КЗ	<i>I</i> _{расч}	А	1468
1.2.	базисный ток	<i>I</i> _{ном.баз,i}	А	316,3
**** КЗ на шинах СН **** 7 3-трехфазное КЗ (АВС) РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ----- Суммарные величины в узле КЗ: U _{па} =10.9/-0 Z ₁ =0.010+j0.570 Z ₂ =0.010+j0.570 Z ₀ =0.019+j0.635 I _{1сум} 11021 91 I _{2сум} 0 0 3I _{0сум} 0 0 I _{Асум} 11021 91 I _{Всум} 11021 -29 I _{Ссум} 11021 -149 I _{АВсум} 19089 121 I _{ВСсум} 19089 1 I _{САсум} 19089 -119 ----- 1044-1 I _A 1006 -89 I _B 1006 151 I _C 1006 31 I ₁ 1006 -89 I ₂ 0 0 3I ₀ 0 0 U _A 64.43 1 U _B 64.43 -119 U _C 64.43 121 U ₁ 64.43 1 U ₂ 0.00 0 3U ₀ 0.00 0 ----- **** КЗ на шинах СН с учётом крайнего положения РПН**** ВЕЛИЧИНА I _A I _B I _C I _{AB} I _{BC} I _{CA} I ₁ *I ₂ *3I ₀ U _A U _B U _C U _{AB} U _{BC} U _{CA} U ₁ U ₂ 3U ₀ НСМ 1 ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 8				

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	ПОДРЕЖИМ 1 ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=15.92 X0=15.92 ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=15.92 X0=15.92 ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78 ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.37 ЕК1В1=8.78 ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=10.74 ЕК1В1=14.64 ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=10.74 ЕК1В1=14.64 ----- РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА Подрежим 1 ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -) ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -) ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -) ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -) ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -) ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -) НСМ 1 ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 8 U _{па} =13.6/-0 Z1=0.016+j0.608 Z2=0.016+j0.608 Z0=0.019+j0.580 1046-2 IA 1468 -89 IB 1468 151 IC 1468 31 I1 1468 -89 I2 0 0 3I0 0 0 UA 62.42 1 UB 62.42 -119 UC 62.42 121 U1 62.42 1 U2 0.00 0 3U0 0.00 0			
2.	Относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}}$	о.е.	0,160
2.1.	значение регулирования одной ступени	$\Delta U_{\text{ст.РПН\%}}$	%	1,78
2.2.	число ступеней регулирования РПН	n	шт.	9
3.	Расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	2,46
3.1.	коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}}$	о.е.	3,5
3.2.	коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}}$	о.е.	1
3.3.	относительное значение полной погрешности трансформатора тока	ε	о.е.	0,1
3.4.	относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}}$	о.е.	0,160
3.5.	относительная погрешность выравнивания токов сторон	$f_{\text{выр}}$	о.е.	0,02
3.6.	относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	$I_{\text{расч*}}$	о.е.	4,64
4.	Расчетный тока срабатывания ДТО по условию отстройки от максимального сквозного тока	$I_{\text{ДТО.усл1}}$	о.е.	3,69
4.1.	коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,5
4.2.	расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	2,46

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
5.	Расчетный тока срабатывания ДТО по условию отстройки от режима БНТ	$I_{\text{ДТО.усл2}}$	о.е.	6,0
6.	Принятая уставка тока срабатывания ДТО	$I_{\text{ДТО}}$	о.е.	6,0

Минимальный дифференциальный ток

Минимальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы силового трансформатора по формуле:

$$I_{\text{диф.мин}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}} \quad (18)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принят равным 1,2;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса, для режима соответствующего началу торможения.

При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным 1,0; величину $I_{\text{расч*}}$ рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

Таблица 6 - Результаты расчета минимального дифференциального тока

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	0,3
1.1.	коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}}$	о.е.	1,0
1.2.	коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}}$	о.е.	1,0
1.3.	относительное значение полной погрешности трансформатора тока	ε	о.е.	0,1
1.4.	относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}}$	о.е.	0,16
1.5.	относительная погрешность выравнивания токов сторон	$f_{\text{выр}}$	о.е.	0,02
1.6.	относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	$I_{\text{расч*}}$	о.е.	1,0
2.	Минимальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин}}$	о.е.	0,336
2.1.	коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,2
2.2.	расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	0,3

Начальный ток торможения второго участка

Начальный ток торможения второго участка, в соответствии с БРСН.656122.701, рекомендуется принимать равным $I_{\text{торм2}} = 1,0$.

Коэффициент торможения второго участка

Коэффициент торможения второго участка определим по формуле:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

$$k_{\text{торм}2} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.мин}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм}2}} \quad (19)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – ток, определяемый по выражению для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным 2,0; величину $I_{\text{расч*}}$ рекомендуется принимать равной максимальному относительному току при внешнем (как правило, трехфазном) КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при внешнем (как правило, трехфазном) КЗ.

Таблица 7 - Результаты расчета коэффициента торможения второго участка

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	$I_{\text{расч*}}$	о.е.	4,64
1.1.	максимальное значение тока при металлического трехфазном КЗ на	$I_{\text{расч}}$	А	1468
1.2.	базисный ток	$I_{\text{ном.баз},i}$	А	316,3
2.	Расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	1,76
2.1.	коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}}$	о.е.	2,0
2.2.	коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}}$	о.е.	1,0
2.3.	относительное значение полной погрешности трансформатора тока	ε	о.е.	0,1
2.4.	относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}}$	о.е.	0,16
2.5.	относительная погрешность выравнивания токов сторон	$f_{\text{выр}}$	о.е.	0,02
2.6.	относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	$I_{\text{расч*}}$	о.е.	4,64
3.	Относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ	$I_{\text{диф.расч}}$	о.е.	2,12
3.1.	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,2
3.2.	расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	1,76
4.	Коэффициент торможения второго участка	$k_{\text{торм}2}$	о.е.	0,49
4.1.	относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ	$I_{\text{диф.расч}}$	о.е.	2,12

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
4.2.	минимальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин}}$	о.е.	0,336
4.3.	тормозной ток в расчетном режиме	$I_{\text{торм.расч}}$	о.е.	4,64
4.4.	начальный ток торможения второго участка	$I_{\text{торм2}}$	о.е.	1,0

Начальный ток торможения третьего участка

Начальный ток торможения третьего участка, в соответствии с БРСН.656122.701, рекомендуется выбирать из диапазона $I_{\text{торм3}} = 2,0 \dots 3,0$.

Проектом принято $I_{\text{торм3}} = 2,0$.

Коэффициент торможения третьего участка

Коэффициент торможения третьего участка определим по формуле

$$k_{\text{торм3}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.к.торм2}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм3}}} \quad (20)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – ток небаланса, определяемый по выражению (15). При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным 3,5; величину $I_{\text{расч*}}$ рекомендуется принимать равной коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке k_{10} .

$I_{\text{диф.к.торм2}} = I_{\text{диф.мин}} + k_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм3}} - I_{\text{торм2}})$ – относительный дифференциальный ток, соответствующий тормозному току третьего участка $I_{\text{торм3}}$;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке k_{10} .

Таблица 8 - Результаты расчета коэффициента торможения третьего участка

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	10,6
1.1.	коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}}$	о.е.	3,5
1.2.	коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}}$	о.е.	1,0
1.3.	относительное значение полной погрешности трансформатора тока	ε	о.е.	0,1
1.4.	относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}}$	о.е.	0,160
1.5.	относительная погрешность выравнивания токов сторон	$f_{\text{выр}}$	о.е.	0,02
1.6.	относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	$I_{\text{расч*}}$	о.е.	20,0

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
2.	Относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ	$I_{\text{диф.расч}}$	о.е.	12,7
2.1.	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,2
2.2.	расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	10,6
3.	Относительный дифференциальный ток, соответствующий тормозному току третьего участка	$I_{\text{диф.}k_{\text{торм2}}}$	о.е.	0,826
3.1.	минимальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин}}$	о.е.	0,336
3.2.	коэффициент торможения второго участка	$k_{\text{торм2}}$	о.е.	0,49
3.3.	начальный ток торможения третьего участка	$I_{\text{торм3}}$	о.е.	2,0
3.4.	начальный ток торможения второго участка	$I_{\text{торм2}}$	о.е.	1,0
4.	Коэффициент торможения третьего участка	$k_{\text{торм3}}$	о.е.	0,66
4.1.	относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ	$I_{\text{диф.расч}}$	о.е.	12,7
4.2.	относительный дифференциальный ток, соответствующий тормозному току третьего участка	$I_{\text{диф.}k_{\text{торм2}}}$	о.е.	0,826
4.3.	тормозной ток в расчетном режиме	$I_{\text{торм.расч}}$	о.е.	20,0
4.4.	начальный ток торможения второго участка	$I_{\text{торм3}}$	о.е.	2,0

Чувствительность ДЗТ

Для построения тормозной характеристики использованы ранее рассчитанные уставки, которые сведены в таблицу ниже.

Таблица 9 – Расчетные параметры для построения тормозной характеристики ДЗТ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Построение характеристики срабатывания ДЗТ			
1.1.	Минимальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин}}$	о.е.	0,336
1.2.	Начальный ток торможения второго участка	$I_{\text{торм2}}$	о.е.	1,0
1.3.	Начальный ток торможения третьего участка	$I_{\text{торм3}}$	о.е.	2,0
1.4.	Коэффициент торможения второго участка	$k_{\text{торм2}}$	о.е.	0,49
1.5.	Коэффициент торможения третьего участка	$k_{\text{торм3}}$	о.е.	0,66
1.6.	Принятая уставка тока срабатывания ДТО	$I_{\text{ДТО}}$	о.е.	6,0

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение	
2.	Построение точки А			КЗ на шинах СН	КЗ на шинах НН
2.1.	Минимальный ток при 2ф КЗ на шинах СН/НН Т (за реактором). Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская	$I_{\text{мин.КЗ}}^{(2)}$	А	687	475
2.2.	Относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания принимается равным тормозному току в расчетном режиме.	$I_{\text{диф.расч*}}$	о.е.	2,17	1,5
2.3.	Тормозной ток в расчетном режиме	$I_{\text{торм.расч*}}$	о.е.	2,17	1,5
	ВЕЛИЧИНА IА IВ IC IAB IBC ICA I1 *I2 *3I0 UA UB UC UAB UBC UCA U1 U2 3U0 1-ПОЯС 7 НСМ 1 ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7 ПОДРЕЖИМ 2 ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛЕМЕНТ 116/40/472/1044 Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А Подрежим 2 ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -) ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -) ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -) ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- - -) ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- - -) ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- - -) ЭЛЕМЕНТ 116/40/472/1044 (ВЛ-110 ИГЭС-МЕЛЬНИКОВО) НСМ 1 ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7 Upа=10.4/-0 Z1=0.038+j0.659 Z2=0.038+j0.659 Z0=0.054+j0.786 Замеры I1сум 9090 93 I2сум 0 0 3I0сум 0 0 IAсум 9090 93 IBсум 9090 -27 ICсум 9090 -147 IABсум 15744 123 IBCсум 15744 3 ICAсум 15744 -117				
	ВЕЛИЧИНА IА IВ IC IAB IBC ICA I1 *I2 *3I0 UA UB UC UAB UBC UCA U1 U2 3U0 1-ПОЯС 9 НСМ 1 ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 9 ПОДРЕЖИМ 2 ИЗМЕНИТЬ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМЕНИТЬ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМЕНИТЬ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМЕНИТЬ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМЕНИТЬ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМЕНИТЬ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛЕМЕНТ 116/40/472/1044 Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А Подрежим 2 ИЗМЕНИТЬ 1044-1 (МЕЛЬНИКОВО - -) ИЗМЕНИТЬ 1046-2 (МЕЛЬНИКОВО - -) ИЗМЕНИТЬ 1-3 (- - -)				

ИНВ. № ПОДЛ.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
ИЗМЕНИТЬ 2-4 (- -)				
ИЗМЕНИТЬ 1-5 (- -)				
ИЗМЕНИТЬ 2-6 (- -)				
ЭЛЕМЕНТ 116/40/472/1044 (ВЛ-110 ИГЭС-МЕЛЬНИКОВО)				
НСМ 1				
ВИД-КЗ АВС				
УЗЕЛ-КЗ 9				
Упа=6.2/-0 z1=0.014+j0.343 z2=0.014+j0.343 z0=0.019+j0.384				
Замеры				
I1сум 10484 92 I2сум 0 0 3I0сум 0 0				
IAсум 10484 92 IBсум 10484 -28 ICсум 10484 -148				
IABсум 18159 122 IBCсум 18159 2 ICАсум 18159 -118				

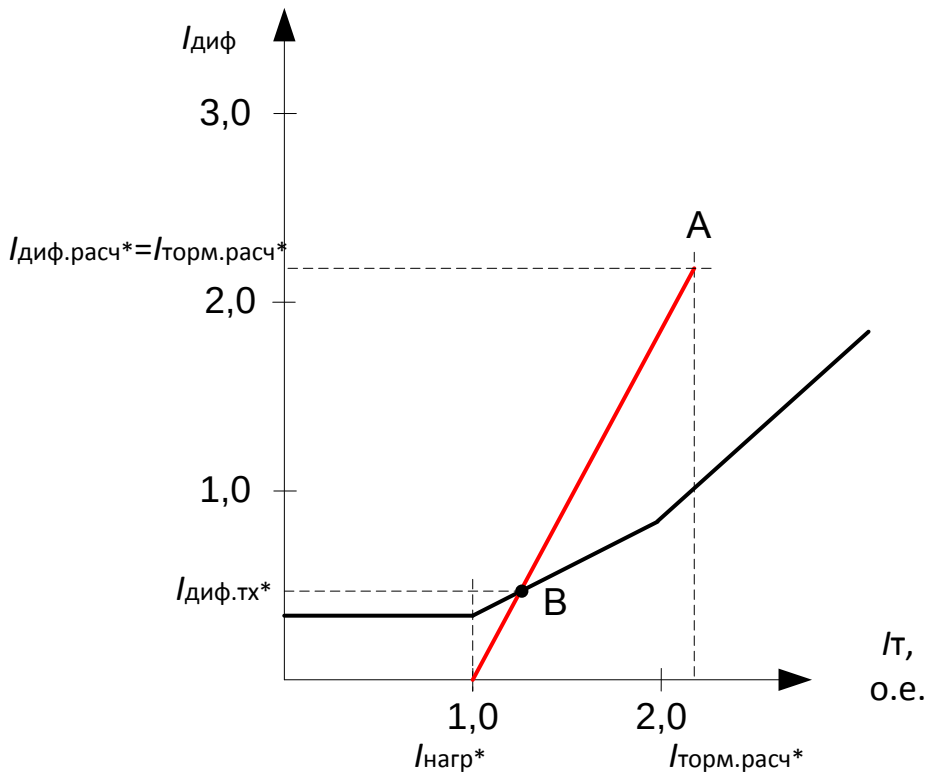


Рисунок 3 - Тормозная характеристика ДЗТ при КЗ на шинах СН

Согласовано:					
Изм. инв. №					
Подп. и дата					
Изм. инв. № подл.					

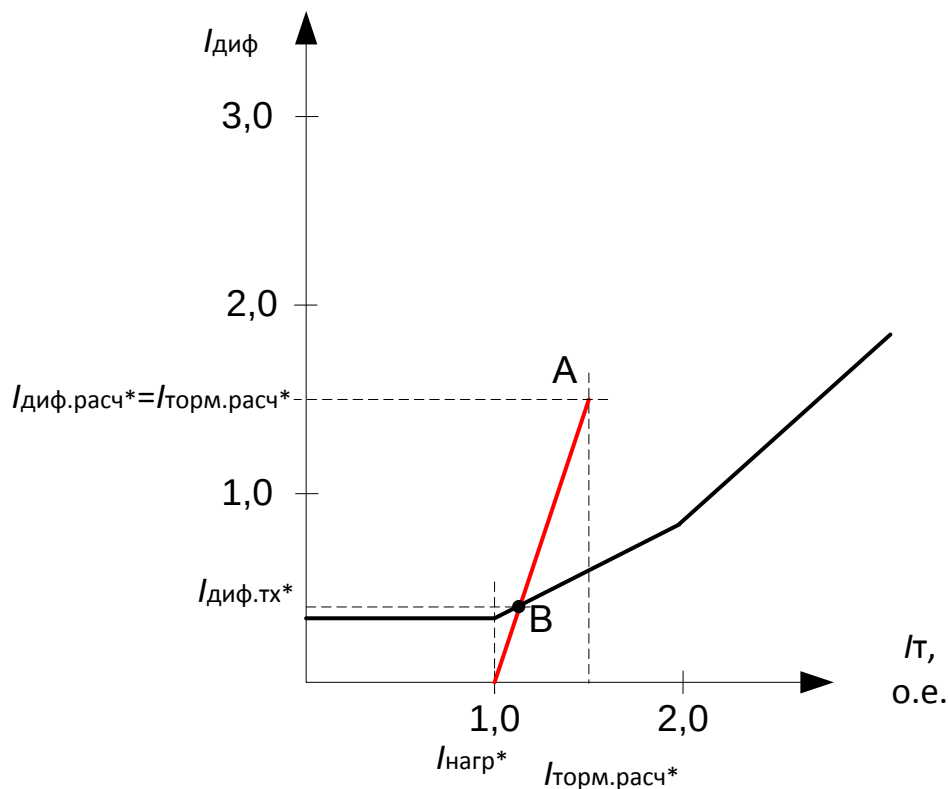


Рисунок 4 - Тормозная характеристика ДЗТ при КЗ на шинах НН

Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты производится графическим способом при минимальном внутреннем токе короткого замыкания следующим образом:

на характеристику срабатывания наносится точка минимального внутреннего КЗ с учетом принципа формирования дифференциального и тормозного токов защиты (точка «А», при одностороннем питании трансформатора при внутреннем повреждении дифференциальный и тормозной токи будут равны.);

проводится прямая, соединяющая точку «А» с точкой на оси абсцисс, координата которой равна току $I_{нагр*}$;

точка «В» пересечения прямой с характеристикой срабатывания ДЗТ является точкой, где защита находится на грани срабатывания;

построенные точки «А» и «В» проецируются на ось ординат, и коэффициент чувствительности рассчитывается как отношение ординаты точки «А» к ординате точки «В».

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч*}}}{I_{\text{диф.ТХ*}}}$$

(21)

Результаты расчета чувствительности сведены в таблицу.

Таблица 10 - Определение коэффициента чувствительности

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение при КЗ на шинах СН	Значение при КЗ на шинах НН
1.	Коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}}$	о.е.	4,5	3,75

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

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение при КЗ на шинах СН	Значение при КЗ на шинах НН
1.1.	Ордината точки А	$I_{\text{диф.расч*}}$	о.е.	2,17	1,5
1.2.	Ордината точки В	$I_{\text{диф.ТХ*}}$	о.е.	0,48	0,4

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546 $K_{\text{ч}} \geq 1,5$.

Так как коэффициент чувствительности ДЗТ Т при КЗ за токоограничивающим реактором обеспечивается, установка дифференциальной защиты ошиновки не требуется (согласно п.67 Требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённых Приказом №101 от 13.02.2019г.).

Блокировка по второй гармонике

Блокировка по второй гармонике предусмотрена для отстройки дифференциального органа от БТН, а также для дополнительного торможения защиты в режиме внешнего КЗ. Она реагирует на отношение модуля второй гармоники дифференциального тока к модулю основной гармоники. Уставку «К_2h1h ДО ТХ» рекомендуется принимать равной 0,12 о.е.

Блокировка по пятой гармонике

Блокировка по пятой гармонике предназначена для отстройки ДЗТ от режимов перевозбуждения силового трансформатора (АТ) и реагирует на отношение модуля пятой гармоники дифференциального тока к модулю основной гармоники. При превышении уставки «К_5h1h ДО ТХ» орган блокирует срабатывание тормозной характеристики. Уставку «К_5h1h ДО ТХ» рекомендуется принять равной 0,25 о.е.

Контроль целостности измерительных токовых цепей

Уставку быстродействующего органа контроля целостности измерительных токовых цепей определим по формуле:

$$dI_{\text{БКЦТ}} \geq k_{\text{отс}} \cdot dU_{\text{рег}}$$

(22)

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят равным 3;
 $dU_{\text{рег}}$ – величина одной ступени регулирования напряжения, о.е.

При превышении уставки модуль КЦТ немедленно действует на сигнал и на заглубление уровня срабатывания по начальному дифференциальному току до значения $I_{\text{диф.мин.глуб}}$, которое должно быть отстроено от максимального нагрузочного режима в любом из плеч трансформатора по формуле:

$$I_{\text{диф.мин.глуб}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.ВН}}$$

(23)

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;
 $I_{\text{макс.ВН}}$ – относительный нагрузочный ток силового трансформатора со стороны ВН с учетом регулирования.

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

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ	Лист
							40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Медленнодействующий канал модуля КЦТ ДЗТ реагирует на уровень основной гармоники дифференциального тока и рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{МКЦТ}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}} \quad (24)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,1;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным 1,0; величину $I_{\text{расч*}}$ следует принимать равной 1,0, относительное значение полной погрешности трансформаторов тока ε рекомендуется принимать равной 0,05.

Результаты расчета контроля целостности измерительных токовых цепей сведены в таблицу.

Таблица 11 - Расчет контроля целостности измерительных токовых цепей

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Быстродействующий орган контроля целостности измерительных токовых цепей	$dI_{\text{БКЦТ}}$	о.е.	0,05
1.3.	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	3,0
1.4.	величина одной ступени регулирования напряжения	$dU_{\text{рег}}$	о.е.	0,0178
2.	Начальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин.груб}}$		1,429
	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,2
2.2.	относительный нагрузочный ток силового трансформатора со стороны ВН с учетом регулирования	$I_{\text{макс.ВН*}}$	о.е.	1,19
2.3.		$I_{\text{макс.ВН}}$	А	376,5
2.4.	минимальное напряжение ВН с учетом регулирования	$U_{\text{мин.ВН.РПН}}$	кВ	96,6
2.5.	значение регулирования одной ступени	$\Delta U_{\text{ст.РПН\%}}$	%	1,78
2.6.	число ступеней регулирования РПН	n	шт.	9
3.	Медленнодействующий орган контроля целостности измерительных токовых цепей	$I_{\text{МКЦТ}}$	о.е.	0,253
3.1.	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,1
3.2.	расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	0,230
4.	Расчетный ток небаланса	$I_{\text{нб.расч*}}$	о.е.	0,230
4.1.	коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}}$	о.е.	1,0
4.2.	коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}}$	о.е.	1,0
4.3.	относительное значение полной погрешности	ε	о.е.	0,05

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	трансформатора тока			
4.4.	относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}}$	о.е.	0,16
4.5.	относительная погрешность выравнивания токов сторон	$f_{\text{выр}}$	о.е.	0,02
4.6.	относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса	$I_{\text{расч*}}$	о.е.	1,0
5.	Выдержка времени МКЦТ	$t_{\text{МКЦТ}}$	с	1,4

Сводные результаты уставок ДЗТ

Сводные результаты расчета ДЗТ представлены в таблице.

Таблица 12 - Сводные результаты уставок ДЗТ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Базисный ток ВН	$I_{\text{ном.баз},i}$	А	316,3
2.	Базисный ток СН	$I_{\text{ном.баз},i}$	А	3306,6
3.	Базисный ток НН	$I_{\text{ном.баз},i}$	А	5511,1
4.	Коэффициент амплитудной компенсации ВН	$k_{\text{Ам},i}$	о.е.	3,794
5.	Коэффициент амплитудной компенсации СН	$k_{\text{Ам},i}$	о.е.	1,210
6.	Коэффициент амплитудной компенсации НН	$k_{\text{Ам},i}$	о.е.	0,726
7.	Принятая уставка тока срабатывания ДТО	$I_{\text{ДТО}}$	о.е.	6,0
8.	Минимальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин}}$	о.е.	0,336
9.	Начальный ток торможения второго участка	$I_{\text{торм2}}$	о.е.	1,0
10.	Коэффициент торможения второго участка	$k_{\text{торм2}}$	о.е.	0,49
11.	Начальный ток торможения третьего участка	$I_{\text{торм3}}$	о.е.	2,0
12.	Коэффициент торможения третьего участка	$k_{\text{торм3}}$	о.е.	0,66
13.	Быстродействующий орган контроля целостности измерительных токовых цепей	$dI_{\text{БКЦТ}}$	о.е.	0,05
14.	Начальный дифференциальный ток	$I_{\text{диф.мин.груб}}$	о.е.	1,429
15.	Медленнодействующий орган контроля целостности измерительных токовых цепей	$I_{\text{МКЦТ}}$	о.е.	0,253
16.	Выдержка времени МКЦТ	$t_{\text{МКЦТ}}$	с	1,4

4.2 Выбор параметров срабатывания газовой защиты

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В соответствии с БРСН.656122.70 программная накладка «Блк.ГЗ от РКИ» и «Откл.ГЗТ сигн.ступ.» введена, накладка «Откл.ГЗТ сигн.ступ.» выведена.

4.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ

Первичный ток срабатывания

$$I_{с.з.УРОВ} = k_{отс} \cdot I_{ном}$$
 (25)

где $k_{отс} = 0,1$ – коэффициент отстройки;
 $I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН, А.
Приводим ко вторичным величинам

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot k_{цифр.треуг}}{k_{ТТ}} \cdot I_{с.з.УРОВ}$$
 (26)

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ, при соединении вторичных обмоток ТТ в звезду принимается равным 1,0, при соединении в треугольник - принимается $\sqrt{3}$;
 $k_{цифр.треуг}$ – коэффициент схемы цифрового треугольника, не применяется, таким образом принимаем равным 1.
 $I_{с.з.}$ – первичный расчётный ток срабатывания, А;
 $k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.
Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ» при срабатывании защит, определим по формуле:

$$t_{уст.УРОВ} = t_{вх.реле} + t_{откл} + t_{возв.УРОВ} + t_{зап}$$
 (27)

где $t_{вх.реле}$ – время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом, принято 0,01 с;
 $t_{откл}$ – время отключения «своего» выключателя, принято 0,05 с;
 $t_{возв.УРОВ}$ – максимальное время возврата реле тока УРОВ, 0,02 с;
 $t_{зап}$ – время запаса, принято 0,1 с.
Результаты расчета уставок УРОВ приведены в таблице ниже.

Таблица 13 - Результаты расчета УРОВ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Первичный ток срабатывания УРОВ ВН	$I_{с.з.УРОВ}$	А	120
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН	$I_{ном}$	А	1200
2.	Вторичный ток срабатывания УРОВ ВН	$I_{с.р.}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{цифр.треуг}$	о.е.	1,00

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

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{\text{ТТ}}$	о.е.	1200/5
	первичный ток срабатывания	$I_{\text{с.з.}}$	А	120
3.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ ВН»	$t_{\text{уст.УРОВ}}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{\text{вх.реле}}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{\text{откл}}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{\text{возв.УРОВ}}$	с	0,02
	время запаса	$t_{\text{зап}}$	с	0,10
4.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ ВН»	$t_{\text{уст.УРОВ}}$	с	0,3
5.	Первичный ток срабатывания УРОВ СН	$I_{\text{с.з.УРОВ}}$	А	400
	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ со стороны СН	$I_{\text{ном}}$	А	4000
6.	Вторичный ток срабатывания УРОВ СН	$I_{\text{с.р.}}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{\text{сх}}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{\text{цифр.треуг}}$	о.е.	1,00
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{\text{ТТ}}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{\text{с.з.}}$	А	400
7.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ СН»	$t_{\text{уст.УРОВ}}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{\text{вх.реле}}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{\text{откл}}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{\text{возв.УРОВ}}$	с	0,02
	время запаса	$t_{\text{зап}}$	с	0,10
8.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ СН»	$t_{\text{уст.УРОВ}}$	с	0,3

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
9.	Первичный ток срабатывания УРОВ НН	$I_{с.з.УРОВ}$	А	400
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ со стороны НН	$I_{ном}$	А	4000
10.	Вторичный ток срабатывания УРОВ НН	$I_{с.р.}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{цифр.треуг}$	о.е.	1,00
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	400
11.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ НН»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{вх.реле}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{откл}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{возв.УРОВ}$	с	0,02
	время запаса	$t_{зап}$	с	0,10
12.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ НН»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,3

4.4 Выбор параметров срабатывания защиты от перегрузки

Действие защиты предусмотрено на сигнал.
Ток срабатывания по условию отстройки от номинального тока по формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном}$$

(28)

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,05;
 $I_{ном}$ – номинальный ток стороны, А;
 $k_{в}$ – коэффициент возврата реле, принят равным 0,95.
Приводим ко вторичному значению по формуле:

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх}}{k_{ТТ}} \cdot I_{с.з}$$

(29)

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

где $I_{с.з}$ – расчетный ток срабатывания защиты, А;
 $k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.
Результаты расчета уставок защиты от перегрузки приведены в таблице ниже 14.

Таблица 14 - Результаты расчета защиты от перегрузки

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Первичный ток срабатывания ЗП ВН	$I_{с.з.ВН}$	А	349,6
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,05
	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	0,95
	номинальный ток трансформатора	$I_{ном}$	А	316,3
2.	Вторичный ток срабатывания ЗП ВН	$I_{с.р.ВН}$	А	1,46
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	1200/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	349,6
3.	Первичный ток срабатывания ЗП СН	$I_{с.з.СН}$	А	3654,7
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,05
	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	0,95
	номинальный ток трансформатора	$I_{ном}$	А	3306,6
4.	Вторичный ток срабатывания ЗП СН	$I_{с.р.СН}$	А	4,57
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	3654,7
5.	Первичный ток срабатывания ЗП НН	$I_{с.з.НН}$	А	6091,2
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,05
	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	0,95
	номинальный ток трансформатора	$I_{ном}$	А	5511,1
6.	Вторичный ток срабатывания ЗП НН	$I_{с.р.НН}$	А	7,61

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

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	6091,2
7.	Выдержка времени ЗП ВН	$t_{уст.ЗП.ВН}$	с	9,0
8.	Выдержка времени ЗП СН	$t_{уст.ЗП.СН}$	с	9,0
9.	Выдержка времени ЗП НН	$t_{уст.ЗП.НН}$	с	9,0

4.5 Выбор параметров срабатывания пуска автоматики охлаждения

ИО тока для пуска охлаждения первой ступени

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot I_{ном} \tag{30}$$

где $k_{отс} = 0,4$ – коэффициент отстройки;
 $I_{ном}$ – номинальный ток стороны ВН, А.
ИО тока для пуска охлаждения второй ступени

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot I_{ном} \tag{31}$$

где $k_{отс} = 0,75$ – коэффициент отстройки;
 $I_{ном}$ – номинальный ток стороны ВН, А.
Приводим ко вторичному значению

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх}}{k_{ТТ}} \cdot I_{с.з} \tag{32}$$

Результаты расчета уставок пуска автоматики охлаждения приведены в таблице ниже.

Таблица 15 - Результаты расчета уставок пуска автоматики охлаждения

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	ИО тока для пуска охлаждения первой ступени (первичный)	$I_{с.з}$	А	126,5
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,4
	номинальный ток стороны ВН	$I_{ном}$	А	316,3
2.	ИО тока для пуска охлаждения первой ступени	$I_{с.р.}$	А	0,53

Согласовано:

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

Инов. № подл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	(вторичный)			
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	1200/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	126,5
3.	ИО тока для пуска охлаждения второй ступени (первичный)	$I_{с.з.}$	А	237,2
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,75
	номинальный ток стороны ВН	$I_{ном}$	А	316,3
4.	ИО тока для пуска охлаждения второй ступени (вторичный)	$I_{с.р.}$	А	0,99
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	1200/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	237,2

4.6 Выбор параметров срабатывания блокировки РПН

Ток срабатывания по условию отстройки от максимального тока стороны ВН

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном} \quad (33)$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$k_{в} = 0,95$ – коэффициент возврата реле;

$I_{макс}$ – максимальный ток трансформатора с учетом регулирования напряжения, А.

Максимальный ток трансформатора с учетом регулирования напряжения определим по формуле

$$I_{макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{мин.рег}} \quad (34)$$

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{мин.рег} = U_{ном} \cdot \left(1 - \frac{n \cdot \Delta U_{ст.РПН\%}}{100\%}\right)$ – минимальное напряжение с учетом регулирования, кВ.

Результаты расчета уставок блокировки РПН приведены в таблице ниже.

Таблица 16 - Результаты расчета уставок блокировки РПН

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
---	------------------------	-------------	----------	----------

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Ток срабатывания по условию отстройки от максимального тока стороны ВН	$I_{с.з}$	А	594,5
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,5
	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	0,95
	максимальный ток трансформатора с учетом регулирования напряжения	$I_{макс}$	А	376,5
2.	Максимальный ток трансформатора с учетом регулирования напряжения	$I_{макс}$	А	376,5
	номинальная мощность трансформатора	$S_{ном}$	кВА	63000
	минимальное напряжение с учетом регулирования	$U_{мин.рег}$	кВ	96,6
	число ступеней	n	шт.	9
	значение регулирования одной ступени	$\Delta U_{ст.РПН\%}$	%	1,78
3.	Ток срабатывания по условию отстройки от максимального тока стороны ВН (вторичный)	$I_{с.р.}$	А	2,48
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	1200/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	594,5

4.7 Выбор параметров срабатывания контроля цепей напряжения

ИО минимального линейного напряжения

Первичное напряжение срабатывания ИО минимального линейного напряжения определяется по условиям:

обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{k_{отс} \cdot k_{в}} = \frac{92}{1,2 \cdot 1,05} = 73 \text{ кВ} \quad (35)$$

где U_{min} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, кВ;

$k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{в} = 1,05$ – коэффициент возврата реле.

Междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ

$$U_{min} = 0,8 \cdot U_{ном} = 0,8 \cdot 115 = 92 \text{ кВ} \quad (36)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение защищаемого трансформатора, кВ.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{зап}}{k_{отс}} = \frac{80,5}{1,2} = 67,1 \text{ кВ}$$

(37)

где $U_{зап}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, кВ;
 $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

Междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР

$$U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 115 = 80,5 \text{ кВ}$$

(38)

Принимается значение $U_{с.з} = 67,1 \text{ кВ}$
Приводим ко вторичному значению:

$$U_{с.р} = \frac{U_{с.з.}}{k_{ТН}} = \frac{67100}{115000/100} = 58,3 \text{ В}$$

(39)

где $U_{с.з.}$ – первичное расчетное напряжение срабатывания;
 $k_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН.

Чувствительность ИО минимального напряжения:

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з}}{U_{з\text{макс}}} = \frac{67,1}{0,1} = 671 \geq 1,5$$

(40)

где $U_{з\text{макс}}$ – первичное максимальное значение напряжения в месте установки защиты при трехфазном КЗ на шинах НН, кВ.

Чувствительность достаточна.

ИО напряжения обратной последовательности

Первичное напряжение срабатывания ИО напряжения обратной последовательности определяется отстройкой от напряжения небаланса, обусловленного несимметрией фазных напряжений в нормальном рабочем режиме, и небаланса, обусловленного различием погрешностей разных фаз ТН.

$$U_{2с.з.} = 0,08 \cdot U_{ном} = 0,08 \cdot 115 = 9,2 \text{ кВ}$$

(41)

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение защищаемого трансформатора, кВ.
Чувствительность ИО максимального напряжения:

$$k_{ч2U} = \frac{U_{2з\text{мин}}}{U_{2с.з}} = \frac{24,21}{9,2} = 2,63 \geq 1,5$$

(42)

где $U_{2з\text{мин}}$ – первичное минимальное значение напряжения в месте установки защиты при двухфазном КЗ на шинах НН, кВ.

Чувствительность достаточна.

4.8 Выбор параметров срабатывания МТЗ с пуском по U стороны ВН

ЭЛ МЕЛЬНИКОВО Т-3

ПС МЕЛЬНИКОВО

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

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ	Лист 50
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Защита 31
Ветвь 1044-1
Узел

Тип МФТЗ
КТТ 1200/5
КТН

Ступень 1
1200/5
СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска. За ток нагрузки принят наибольший ток согласно расчётов представленных в томе 1-ЮЭС-2024-ОТР.БиР.						
НАГРУЗКА	УСТ	380			КН=1.20 КВРТ=0.95 JH=301	

Согласование с МТЗ СН						
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 3140 Т=2.70 защита 32 МФТЗ_Н (7-3) Узел 7 ЭЛ:МЕЛЬНИКОВО Т-3 ПС:МЕЛЬНИКОВО -10	УСТ	315	1.10	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 7 Z1д=0.00+j1.43 Z0д=0.00+j1.43		IB=287 150 IB(B)=3139 -30

Согласование с МТЗ НН						
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1551 Т=2.40 защита 33 МФТЗ_Н (9-5) Узел 9 ЭЛ:МЕЛЬНИКОВО Т-3 ПС:МЕЛЬНИКОВО -6	УСТ	93	1.10	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 9 Z1д=0.00+j2.12 Z0д=0.00+j2.12		IA=85 -90 IC(B)=1551 -150

Принятое значение уставки: 380 А.

Чувствительность в минимальном режиме при КЗ на шинах СН. Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ КСХ РТ	380 1.00 АВС	2.00	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 7	ЭЛ 116/40/472/1044	IB=760 -176 Ip=760 -176
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ КСХ РТ	380 1.00 АВС	1.81	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 7	ИЗМ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044	IC=687 3 Ip=687 3

Чувствительность в минимальном режиме при КЗ на шинах НН. Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ КСХ РТ	380 1.00 АВС	1.40	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 116/40/472/1044	IB=532 -178 Ip=532 -178
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ	380	1.25	ВИД-КЗ ВС	ИЗМ 1044-1	IC=476 2

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
С учётом крайнего положения РПН	КСХ РТ	1.00 АВС		УЗЕЛ-КЗ 9	X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044	Ir=476 2

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546 К_ч>1.35 (с учётом допущения указанного в п.12 «Требования к чувствительности устройства РЗ считаются выполненными, если коэффициент чувствительности превышает 90% от базового значения»).

Принятые значения уставок:

Иперв = 380 А;

Ивтор = 1,58 А.

Выдержка времени принята согласно действующей карты уставок.

Выдержка времени согласована с МТЗ В-6 кВ и В-10 кВ с учётом ступени селективности 0,4 с.:

Тсз=2,5+0,4=2,9 с. – действует на отключение всего трансформатора.

Напряжение срабатывания

Первичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения определяется по формуле:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{min}}{k_{отс} \cdot k_{в}} \tag{43}$$

где U_{min} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, принято равным $0,85 \cdot U_{ном}$;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки; принят равным 1,2;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле; принят равным 1,05.

Чувствительность минимального напряжения определяется по выражению:

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{з.мах}} \tag{44}$$

где $U_{с.з.}$ – первичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения;

$U_{з.мах}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Результаты расчета уставки срабатывания напряжение срабатывания минимального линейного и проверки его чувствительности приведены в таблице.

Таблица 17 - Расчет напряжения срабатывания, проверка чувствительности

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
---	------------------------	-------------	----------	----------

Согласовано:					
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Первичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения СН	$U_{с.з.}$	кВ	7,08
1.1.	междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ	U_{min}	кВ	8,93
1.2.	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,2
1.3.	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	1,05
2.	Чувствительность минимального напряжения СН	$k_{чU}$	о.е.	70,83
2.1.	Первичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения	$U_{с.з.перв.}$	кВ	7,08
2.2.	первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения	$U_{з.мах}$	кВ	0,1
2.3.	Вторичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения	$U_{с.з.втор.}$	В	70,8
3.	Первичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения НН	$U_{с.з.}$	кВ	4,47
3.1.	междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ	U_{min}	кВ	5,1
3.2.	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,2
3.3.	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	1,05
4.	Чувствительность минимального напряжения НН	$k_{чU}$	о.е.	44,7
4.1.	Первичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения	$U_{с.з.перв.}$	кВ	4,47
4.2.	первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения	$U_{з.мах}$	кВ	0,1
4.3.	Вторичное напряжение срабатывания минимального линейного напряжения	$U_{с.з.втор.}$	В	44,7

4.9 Выбор параметров срабатывания ЛЗШ СН

Логическая защита шин стороны СН (ЛЗШ СН) предназначена для отключения КЗ на шинах стороны СН и реализуется совместными действиями устройств защиты отходящих присоединений и устройств защиты вводного и секционного выключателей. Токовые ИО защиты включены на токи фаз А, В, С стороны СН.

Логическая защита шин стороны СН срабатывает с регулируемой выдержкой времени «Тср ЛЗШ СН» при наличии сигнала пуска РТ выбранной ступени МТЗ СН и отсутствии сигнала блокировки, формируемого при пуске МТЗ любого из присоединений стороны СН.

Для предотвращения срабатывания ускоряемой ступени МТЗ в ВВ или СВ из-за задержки передачи сигнала пуска МТЗ от отходящих присоединений ЛЗШ выполняют с выдержкой времени. Выдержку времени ЛЗШ рекомендуется принимать равной 0,2 с.

Согласовано:					
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

4.10 Выбор параметров срабатывания ЛЗШ НН

Логическая защита шин стороны НН (ЛЗШ НН) предназначена для отключения КЗ на шинах стороны НН и реализуется совместными действиями устройств защиты отходящих присоединений и устройств защиты вводного и секционного выключателей. Токовые ИО защиты включены на токи фаз А, В, С стороны НН.

Логическая защита шин стороны НН срабатывает с регулируемой выдержкой времени «Тср ЛЗШ НН» при наличии сигнала пуска РТ выбранной ступени МТЗ НН и отсутствии сигнала блокировки, формируемого при пуске МТЗ любого из присоединений стороны НН.

Для предотвращения срабатывания ускоряемой ступени МТЗ в ВВ или СВ из-за задержки передачи сигнала пуска МТЗ от отходящих присоединений ЛЗШ выполняют с выдержкой времени. Выдержку времени ЛЗШ рекомендуется принимать равной 0,2 с.

4.11 Выбор параметров срабатывания АРНТ

Расчет уставок автоматики регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой выполнен в соответствии с БРСН.650320.750 РРУ «Микропроцессорный терминал БРЕСЛЕР-0107.750. Основная и резервная защиты трехобмоточного трансформатора. Руководство по применению и рекомендации по расчёту и выбору параметров срабатывания» и БРСН.656122.710 РРУ «Автоматика регулирования напряжения (авто)трансформатора под нагрузкой. Руководство по применению и рекомендации по расчёту и выбору параметров срабатывания».

Выбор порога срабатывания ИО от перегрузки

Параметр срабатывания измерительного органа, блокирующего автоматику при перегрузке, выбирают, исходя из отстройки от номинального тока ввода трансформатора:

$$I_{CH\text{ макс}} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{CH\text{ ном}}$$
 (46)

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,05;

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле, принят равным 0,95.

Таблица 18 - Результаты расчета ИО от перегрузки

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Первичный ток срабатывания	$I_{CH\text{ макс}}$	А	3654,7
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,05
	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	0,95
	номинальный ток трансформатора	$I_{ном}$	А	3306,6
2.	Вторичный ток срабатывания	$I_{CH\text{ макс}}$	А	6,09
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	3000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	3654,7

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

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
3.	Относительный ток срабатывания	$I_{CH \text{ макс}}$	о.е.	1,218
	первичный ток ТТ	$I_{ТТ \text{ перв}}$	А	3000
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	3654,7

Выбор порога срабатывания ИО от перенапряжения

Параметр срабатывания измерительного органа, блокирующего автоматику при перенапряжении, выбирают, исходя из отстройки от максимально допустимого в нормальном режиме уровня напряжения на шинах ввода трансформатора:

$$U_{\text{макс(н)}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot U_{\text{раб макс(н)}} \quad (47)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,2;
 $U_{\text{раб макс(н)}} = 1,1$, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение на шинах ввода, о.е;
 $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, принят равным 0,95.

Таблица 19 - Результаты расчета ИО от перенапряжения

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Напряжение срабатывания $U_{\text{макс}}$	$U_{\text{макс(н)}}$	о.е.	1,39
	коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	о.е.	1,2
	коэффициент возврата реле	$k_{\text{в}}$	о.е.	0,95
	наибольшее рабочее напряжение	$U_{\text{раб макс}}$	о.е.	1,1
2.	Вторичное напряжение срабатывания	$U_{\text{макс(вт)}}$	В	139,0
	вторичное напряжение ТН	$U_{\text{ТН}}$	о.е.	100
	напряжение срабатывания	$U_{\text{макс(н)}}$	о.е.	1,39
3.	Первичное напряжение срабатывания	$U_{\text{макс(пер)}}$	В	13900
	первичное напряжение ТН	$U_{\text{ТН}}$	о.е.	10000
	напряжение срабатывания	$U_{\text{макс(н)}}$	о.е.	1,39

Выбор порога срабатывания ИО от понижения напряжения

Параметр срабатывания измерительного органа, блокирующего автоматику при снижении напряжения, выбирают, исходя из отстройки от минимально допустимого в нормальном режиме уровня напряжения на шинах ввода трансформатора:

$$U_{мин(н)} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot U_{раб мин(н)} \tag{48}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят равным 0,8;
 $U_{раб мин(н)} = 0,8$, минимально допустимое напряжение на шинах ввода, о.е.;
 $k_в$ – коэффициент возврата реле, принят равным 1,05.

Таблица 20 - Результаты расчета ИО от понижения напряжения

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Напряжение срабатывания $U_{мин}$	$U_{мин(н)}$	о.е.	0,61
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,8
	коэффициент возврата реле	$k_в$	о.е.	1,05
	минимально допустимое напряжение	$U_{раб мин(н)}$	о.е.	0,8
2.	Вторичное напряжение срабатывания	$U_{мин(вт)}$	В	61,0
	вторичное напряжение ТН	$U_{ТН}$	о.е.	100
	напряжение срабатывания	$U_{мин(н)}$	о.е.	0,61
3.	Первичное напряжение срабатывания	$U_{мин(пер)}$	В	6100
	первичное напряжение ТН	$U_{ТН}$	о.е.	10000
	напряжение срабатывания	$U_{мин(н)}$	о.е.	0,61

Выбор порога срабатывания ИО от несимметрии

Параметр срабатывания измерительного органа по напряжению обратной последовательности выбирают, исходя из отстройки от напряжения небаланса обратной последовательности и несимметрии нагрузочного режима с учётом коэффициента отстройки:

$$U_{2(н)} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot (k_{2 нб} + k_{2 нс}) \tag{49}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят равным 1,3;
 $k_{2 нб} = 0,03$, коэффициент небаланса, о.е;
 $k_{2 нс} = 0$, коэффициент несимметрии (при отсутствии источников несимметрии в сети принимается равным нулю), о.е.
 $k_в$ – коэффициент возврата реле, принят равным 0,95.

Согласовано:

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

Интв. № подл.

Подп. и дата

Взам. интв. №

Таблица 21 - Результаты расчета ИО по напряжению обратной последовательности

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1.	Напряжение срабатывания U2	$U_{2(н)}$	о.е.	0,04
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	1,3
	коэффициент возврата реле	$k_{в}$	о.е.	0,95
	коэффициент несимметрии	$k_{2\text{ нс}}$	о.е.	0
	коэффициент небаланса	$k_{2\text{ нб}}$	о.е.	0,03
2.	Вторичное напряжение срабатывания	$U_{2(вт)}$	В	4,0
	вторичное напряжение ТН	$U_{ТН}$	о.е.	100
	напряжение срабатывания	$U_{2(н)}$	о.е.	0,04
3.	Первичное напряжение срабатывания	$U_{2(пер)}$	В	400
	первичное напряжение ТН	$U_{ТН}$	о.е.	10000
	напряжение срабатывания	$U_{2(н)}$	о.е.	0,04

Выбор параметров автоматического регулирования

Сопротивление распределительной сети, используемое при вычислении напряжения у потребителя, должно определяться в соответствии с таблицей 6.1 РПУ. Для регулирования напряжения на шинах ввода трансформатора $Z_{рс}=0$.

Использование программных накладок и переключателей

В случае регулирования напряжения у одного из потребителей регулируемого ввода, ток потребителя в этом случае будет равен: $I_{\text{потр}} = I_{\text{св}}$ (РПУ п.5.7.3).

5 Выбор параметров срабатывания защит В-6 кВ

Основной состав защит ввода:

1. Максимальная токовая защита
2. Защита от дуговых замыкания
3. УРОВ
4. ЗМН

5.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ с пуском по U стороны НН

ЭЛ МЕЛЬНИКОВО Т-3

ПС МЕЛЬНИКОВО-6

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ	Лист
							57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Защита 33
Ветвь 9-5
Узел 9

Тип МФТЗ Н
КТТ 4000/5
КТН 60

Степень 1
СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска. За ток нагрузки принят наибольший ток согласно расчётов представленных в томе 1-ЮЭС-2024-ОТР.Бир.						
НАГРУЗКА	УСТ	1551			КН=1.20 КВРТ=0.95 JH=1228	

Согласование с МТЗ СВ-6 кВ						
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1230 Т=1.60 защита 51 МФТЗ (10-9) ЭЛ:СВ-6 кВ ПС:МЕЛЬНИКОВО -6	УСТ УСТ_U	1353 5.34	1.10	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_X 10 Z1д=0.00+j2.76 Z0д=0.00+j2.76	ВКЛ-ШСВ 0 10-9 ЭЛ 4/1046/4/6	IC=1230 -150 UCA=5.88 150 IB(B)=1230 -30

Принятое значение уставки: 1551 А.						
Чувствительность в минимальном режиме при КЗ на шинах НН. Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская						

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ КСХ РТ	1551 1.00 АВС	6.26	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 116/40/472/1044	IC=9704 -178 Ip=9704 -178 UCA=5.65 180
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ_U РН	4.47 АВС	99999.00	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 116/40/472/1044	IA=11205 92 Ip=11205 92 UAB=0.00 0
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ КСХ РТ	1551 1.00 АВС	5.85	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 9	ИЗМ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044	IB=9079 2 Ip=9079 2 UBC=0.00 0
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ_U РН	4.47 АВС	99999.00	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 9	ИЗМ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044	IA=10484 92 Ip=10484 92 UAB=0.00 0

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546, Кч>1.5 . Принятые значения уставок:						
---	--	--	--	--	--	--

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

Дуговая защита должна быть выполнена с контролем тока для исключения ложных срабатываний при случайном попадании света на оптический элемент. Уставка по току принимается равной уставке МТЗ.

Первичный ток срабатывания

где $k_{отс} = 0,1$ – коэффициент отстройки;
 $I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН, А.
 Приводим ко вторичным величинам

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot k_{\text{цифр.треуг}}}{k_{\text{тт}}} \cdot I_{\text{с.з.уров}} \quad (46)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ, при соединении вторичных обмоток ТТ в звезду принимается равным 1,0, при соединении в треугольник – принимается $\sqrt{3}$;

$k_{\text{циф.треуг}}$ – коэффициент схемы цифрового треугольника, не применяется, таким образом принимаем равным 1.

I_{c3} – первичный расчётный ток срабатывания, А;

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ» при срабатывании защит, определим по формуле:

$$t_{\text{уст.уров}} = t_{\text{вх.деле}} + t_{\text{откл}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{зап}} \quad (47)$$

где $t_{\text{вх.реле}}$ – время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом, принято 0,01 с;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения «своего» выключателя, принято 0,05 с;

$t_{\text{возв.уров}}$ – максимальное время возврата реле тока УРОВ, 0,02 с;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принято 0,1 с.

Результаты расчета уставок УРОВ приведены в таблице ниже.

Таблица 22 - Результаты расчета УРОВ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
13.	Первичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.з.УРОВ}$	А	400

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ	$I_{ном}$	А	4000
14.	Вторичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.р.}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{цифр.треуг}$	о.е.	1,00
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	400
15.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{вх.реле}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{откл}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{возв.УРОВ}$	с	0,02
	время запаса	$t_{зап}$	с	0,10
16.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,3

5.4 Выбор параметров срабатывания ЗМН

ЗМН предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие короткого замыкания на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени.

Принятое напряжение срабатывания (мин), В

$$(0,25 - 0,4)U_{ном} = 0,4 \cdot 6000 = 2400 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения.

Принятое напряжение возврата (макс), В

$$(0,6 - 0,65)U_{ном} = 0,65 \cdot 6000 = 3900 \text{ В}$$

Пуск схемы АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств ПА.

Время срабатывания должно выбираться по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже рассчитанного выше

t_авр = t_1 + Δt

где t_1 - наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции.

t_авр = 3,3 + 0,3 = 3,6 с.

Время срабатывания принято 9 с (согласно действующей карты уставок).

6 Выбор параметров срабатывания защит В-10 кВ

- Основной состав защит ввода:
- 1. Максимальная токовая защита
 - 2. Защита от дуговых замыкания
 - 3. УРОВ
 - 4. ЗМН

6.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ с пуском по U стороны СН

ЭЛ	МЕЛЬНИКОВО Т-3	Тип	МФТЗ Н	ПС	МЕЛЬНИКОВО-10
Защита	32	КТТ	4000/5	Степень	1
Ветвь	7-3	КТН	100	СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год	
Узел	7				

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска. За ток нагрузки принят наибольший ток согласно расчётов представленных в томе 1-ЮЭС-2024-ОТР.БиР.						
НАГРУЗКА	УСТ	3140			КН=1.20 КВРТ=0.95 JH=2486	
Согласование с МТЗ СВ-10 кВ						
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 2500 Т=2.10 защита 21 МФТЗ (8-7) ЭЛ:СВ-10 кВ ПС:МЕЛЬНИКОВО -10	УСТ УСТ_U	2750 7.65	1.10	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_X 8 Z1д=0.00+j1.94 Z0д=0.00+j1.94	ВКЛ-ШСВ 0 8-7 ЭЛ 4/1046/4/6	IB=2500 -30 UAB=8.42 30 IB (B)=2500 -30
Принятое значение уставки: 3140 А.						
Чувствительность в минимальном режиме при КЗ на шинах СН. Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская						
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ КСХ РТ	3140 1.00 АВС	2.65	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 7	ЭЛ 116/40/472/1044	IB=8329 4 Ip=8329 4 UBC=0.00 0
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ U	7.08	99999.00	ВИД-КЗ АВС	ЭЛ	IA=9617 94

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

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
	РН	АВС		УЗЕЛ-КЗ 7	116/40/472/1044	Ip=9617 94 UAB=0.00 0
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ КСХ РТ	3140 1.00 АВС	2.51	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 7	ИЗМ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044	IV=7872 3 Ip=7872 3 UBC=0.00 0
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ_У РН	7.08 АВС	99999.00	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 7	ИЗМ 1044-1 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 1-3 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 1-5 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044	IA=9090 93 Ip=9090 93 UAB=0.00 0

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546, Кч>1.5 .
Принятые значения уставок:
Iперв = 3140 А;
Iвтор = 3,92 А.
Выдержка времени согласована с МТЗ СВ-10 кВ с учётом ступени селективности 0,4 с.:
Тсз=2,1+0,4=2,5 с. – действует на отключение В-10 кВ.
Тсз=2,5+0,4=2,9 с. – действует на отключение всего Т.

6.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ

Дуговая защита должна быть выполнена с контролем тока для исключения ложных срабатываний при случайном попадании света на оптический элемент. Уставка по току принимается равной уставке МТЗ.

6.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ

Первичный ток срабатывания

$$I_{с.з.УРОВ} = k_{отс} \cdot I_{ном}$$
 (48)

где $k_{отс} = 0,1$ – коэффициент отстройки;
 $I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН, А.
Приводим ко вторичным величинам

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

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot k_{цифр.треуг}}{k_{ТТ}} \cdot I_{с.з.УРОВ} \quad (49)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ, при соединении вторичных обмоток ТТ в звезду принимается равным 1,0, при соединении в треугольник – принимается $\sqrt{3}$;

$k_{цифр.треуг}$ – коэффициент схемы цифрового треугольника, не применяется, таким образом принимаем равным 1.

$I_{с.з.}$ – первичный расчётный ток срабатывания, А;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ» при срабатывании защит, определим по формуле:

$$t_{уст.УРОВ} = t_{вх.реле} + t_{откл} + t_{возв.УРОВ} + t_{зап} \quad (50)$$

где $t_{вх.реле}$ – время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом, принято 0,01 с;

$t_{откл}$ – время отключения «своего» выключателя, принято 0,05 с;

$t_{возв.УРОВ}$ – максимальное время возврата реле тока УРОВ, 0,02 с;

$t_{зап}$ – время запаса, принято 0,1 с.

Результаты расчета уставок УРОВ приведены в таблице ниже.

Таблица 23 - Результаты расчета УРОВ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
17.	Первичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.з.УРОВ}$	А	400
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ	$I_{ном}$	А	4000
18.	Вторичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.р.}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{цифр.треуг}$	о.е.	1,00
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	400
19.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{вх.реле}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{откл}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{возв.УРОВ}$	с	0,02

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	время запаса	$t_{\text{зап}}$	с	0,10
20.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{\text{уст.УРОВ}}$	с	0,3

6.4 Выбор параметров срабатывания ЗМН

ЗМН предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие короткого замыкания на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени.

Принятое напряжение срабатывания (мин), В

$(0,25 - 0,4)U_{\text{ном}} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В}$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения.

Принятое напряжение возврата (макс), В

$(0,6 - 0,65)U_{\text{ном}} = 0,65 \cdot 10000 = 65000 \text{ В}$

Пуск схемы АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств ПА.

Время срабатывания должно выбираться по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже рассчитанного выше

$t_{\text{авр}} = t_1 + \Delta t$

где t_1 - наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции.

$t_{\text{авр}} = 3,3 + 0,3 = 3,6 \text{ с.}$

Время срабатывания принято 9 с (согласно действующей карты уставок).

7 Выбор параметров срабатывания защит СВ-6 кВ

Основной состав защит СВ:

- 1. Максимальная токовая защита
- 2. Защита от дуговых замыкания
- 3. УРОВ

Согласовано:					
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ	Лист
							64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4. АВР

7.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ

ЭЛ СВ-6 КВ
Защита 51
Ветвь 10-9
Узел

Тип МФТЗ
КТТ 4000/5
КТН

ПС МЕЛЬНИКОВО-6
Ступень 1
СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Первичный ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора. За ток нагрузки принят наибольший ток согласно расчётов представленных в томе 1-ЮЭС-2024-ОТР.БиР.						
НАГРУЗКА	УСТ	1226			КН=1.20 КВРТ=0.95 КСАМ=1.50 JH=647	

Принятое значение уставки: 1230 А.

Чувствительность в минимальном режиме при КЗ на шинах НН. Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ КСХ РТ	1230 1.00 АВС	9.11	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 116/40/472/1044 ВКЛ-ШСВ 0 9-10 ЭЛ 3/1044/7/9	IV=11205 152 Ip=11205 152
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ КСХ РТ	1230 1.00 АВС	8.52	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 9	ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044 ВКЛ-ШСВ 0 9-10 ЭЛ 3/1044/7/9	IA=10484 -88 Ip=10484 -88

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546, Кч>1.5 .

Принятые значения уставок:

Иперв = 1230 А;

Ивтор = 1,54 А.

Выдержка времени принята согласно действующей карты уставок.

Тсз=1,6 с.

7.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ

Дуговая защита должна быть выполнена с контролем тока для исключения ложных срабатываний при случайном попадании света на оптический элемент. Уставка по току принимается равной уставке МТЗ.

7.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ

Первичный ток срабатывания

$$I_{с.з.УРОВ} = k_{отс} \cdot I_{ном}$$
 (51)

где $k_{отс} = 0,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН, А.

Приводим ко вторичным величинам

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

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ	Лист
							65
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot k_{цифр.треуг}}{k_{ТТ}} \cdot I_{с.з.УРОВ} \quad (52)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ, при соединении вторичных обмоток ТТ в звезду принимается равным 1,0, при соединении в треугольник – принимается $\sqrt{3}$;

$k_{цифр.треуг}$ – коэффициент схемы цифрового треугольника, не применяется, таким образом принимаем равным 1.

$I_{с.з.}$ – первичный расчётный ток срабатывания, А;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ» при срабатывании защит, определим по формуле:

$$t_{уст.УРОВ} = t_{вх.реле} + t_{откл} + t_{возв.УРОВ} + t_{зап} \quad (53)$$

где $t_{вх.реле}$ – время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом, принято 0,01 с;

$t_{откл}$ – время отключения «своего» выключателя, принято 0,05 с;

$t_{возв.УРОВ}$ – максимальное время возврата реле тока УРОВ, 0,02 с;

$t_{зап}$ – время запаса, принято 0,1 с.

Результаты расчета уставок УРОВ приведены в таблице ниже.

Таблица 24 - Результаты расчета УРОВ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
21.	Первичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.з.УРОВ}$	А	400
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ	$I_{ном}$	А	4000
22.	Вторичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.р.}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{цифр.треуг}$	о.е.	1,00
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	400
23.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{вх.реле}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{откл}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{возв.УРОВ}$	с	0,02

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
	время запаса	$t_{\text{зап}}$	с	0,10
24.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{\text{уст.УРОВ}}$	с	0,3

7.4 Выбор параметров срабатывания АВР

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на рабочей и резервной секции, и время срабатывания АВР. Напряжение срабатывания минимального реле напряжения пускового органа выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Принятое напряжение срабатывания (мин), В

$$(0,25 - 0,4)U_{\text{ном}} = 0,4 \cdot 6000 = 2400 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения.

Принятое напряжение возврата (макс), В

$$(0,6 - 0,65)U_{\text{ном}} = 0,65 \cdot 6000 = 3900 \text{ В}$$

Пуск схемы АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств ПА.

Время срабатывания должно выбираться по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже рассчитанного выше

$$t_{\text{авр}} = t_1 + \Delta t$$

где t_1 - наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции.

$$t_{\text{авр}} = 3,3 + 0,3 = 3,6 \text{ с.}$$

Время срабатывания принято 9 с (согласно действующей карты уставок).

8 Выбор параметров срабатывания защит СВ-10 кВ

Основной состав защит СВ:

- 1. Максимальная токовая защита
- 2. Защита от дуговых замыкания
- 3. УРОВ
- 4. АВР

Согласовано:					
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

8.1 Выбор параметров срабатывания МТЗ

ЭЛ СВ-10 КВ
Защита 21
Ветвь 8-7
Узел

Тип МФТЗ
КТТ 4000/5
КТН

ПС МЕЛЬНИКОВО-10
Степень 1
СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Первичный ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора. За ток нагрузки принят наибольший ток согласно расчётов представленных в томе 1-ЮЭС-2024-ОТР.Бир.						
НАГРУЗКА	УСТ	2495			КН=1.20 КВРТ=0.95 КСАМ=1.50 JH=1317	

Принятое значение уставки: 2500 А.

Чувствительность в минимальном режиме при КЗ на шинах НН. Режим: одностороннее питание со стороны ПС 110 кВ Максимовская

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ	УСТ КСХ РТ	2500 1.00 ABC	3.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7	ЭЛ 116/40/472/1044 ВКЛ-ШСВ 0 8-7 ЭЛ 3/1044/7/9	IB=9617 154 Ip=9617 154
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ С учётом крайнего положения РПН	УСТ КСХ РТ	2500 1.00 ABC	3.64	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7	ИЗМ 1046-2 X1=27.09 X0=27.09 ИЗМ 2-4 X1=-0.63 ЕК1В1=11.46 ИЗМ 2-6 X1=18.27 ЕК1В1=19.09 ЭЛ 116/40/472/1044 ВКЛ-ШСВ 0 8-7 ЭЛ 3/1044/7/9	IA=9090 -87 Ip=9090 -87

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546, Кч>1.5 .

Принятые значения уставок:

Иперв = 2500 А;

Ивтор = 3,12 А.

Выдержка времени принята согласно действующей карты уставок.

Тсз=2,1 с.

8.2 Выбор параметров срабатывания ЗДЗ

Дуговая защита должна быть выполнена с контролем тока для исключения ложных срабатываний при случайном попадании света на оптический элемент. Уставка по току принимается равной уставке МТЗ.

8.3 Выбор параметров срабатывания УРОВ

Первичный ток срабатывания

$$I_{с.з.УРОВ} = k_{отс} \cdot I_{ном}$$

(54)

где $k_{отс} = 0,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН, А.

Приводим ко вторичным величинам

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot k_{цифр.треуг}}{k_{ТТ}} \cdot I_{с.з.УРОВ}$$

(55)

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

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ, при соединении вторичных обмоток ТТ в звезду принимается равным 1,0, при соединении в треугольник – принимается $\sqrt{3}$;

$k_{цифр.треуг}$ – коэффициент схемы цифрового треугольника, не применяется, таким образом принимаем равным 1.

$I_{с.з.}$ – первичный расчётный ток срабатывания, А;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ» при срабатывании защит, определим по формуле:

$$t_{уст.УРОВ} = t_{вх.реле} + t_{откл} + t_{возв.УРОВ} + t_{зап} \quad (56)$$

где $t_{вх.реле}$ – время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом, принято 0,01 с;

$t_{откл}$ – время отключения «своего» выключателя, принято 0,05 с;

$t_{возв.УРОВ}$ – максимальное время возврата реле тока УРОВ, 0,02 с;

$t_{зап}$ – время запаса, принято 0,1 с.

Результаты расчета уставок УРОВ приведены в таблице ниже.

Таблица 25 - Результаты расчета УРОВ

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
25.	Первичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.з.УРОВ}$	А	400
	коэффициент отстройки	$k_{отс}$	о.е.	0,1
	номинальный первичный ток ТТ	$I_{ном}$	А	4000
26.	Вторичный ток срабатывания УРОВ	$I_{с.р.}$	А	0,50
	коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ	$k_{сх}$	о.е.	1
	коэффициент схемы цифрового треугольника	$k_{цифр.треуг}$	о.е.	1,00
	коэффициент трансформации ТТ	$k_{ТТ}$	о.е.	4000/5
	первичный ток срабатывания	$I_{с.з.}$	А	400
27.	Время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,18
	время срабатывания выходных реле терминала, взятое с запасом	$t_{вх.реле}$	с	0,01
	время отключения «своего» выключателя	$t_{откл}$	с	0,05
	максимальное время возврата реле тока УРОВ	$t_{возв.УРОВ}$	с	0,02
	время запаса	$t_{зап}$	с	0,10

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Значение
28.	Принятое время задержки формирования выходного сигнала «УРОВ»	$t_{уст.УРОВ}$	с	0,3

8.4 Выбор параметров срабатывания АВР

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на рабочей и резервной секции, и время срабатывания АВР. Напряжение срабатывания минимального реле напряжения пускового органа выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Принятое напряжение срабатывания (мин), В

$$(0,25 - 0,4)U_{ном} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения.

Принятое напряжение возврата (макс), В

$$(0,6 - 0,65)U_{ном} = 0,65 \cdot 10000 = 65000 \text{ В}$$

Пуск схемы АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств ПА.

Время срабатывания должно выбираться по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже рассчитанного выше

$$t_{авр} = t_1 + \Delta t$$

где t_1 - наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции.

$$t_{авр} = 3,3 + 0,3 = 3,6 \text{ с.}$$

Время срабатывания принято 9 с (согласно действующей карты уставок).

9 Выбор параметров срабатывания защит отходящих присоединений 6-10 кВ

Ввиду отсутствия данных по сети 6-10 кВ, уставки срабатывания защит отходящих присоединений 6-10 кВ приняты согласно действующей карты уставок.

10 Выбор параметров срабатывания защит ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10.1 Выбор параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты линии

Расчёт уставок ДФЗ выполнен согласно Методических указаний по расчёту уставок ДФЗ НПП ЭКРА (ЭКРА.650323.091 Д7).

Пороги срабатывания всех измерительных органов ДФЗ, за исключением реле сопротивления, должны выбираться одинаковыми для обоих полуккомплектов.

ИО по разности токов фаз

Порог срабатывания блокирующего ИО по разности токов фаз отстраивается от максимального рабочего тока:

$$I_{л\text{ бл уст}} = \sqrt{3} \cdot k_{отс} \cdot I_{раб.макс}, \quad (57)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,3.

$I_{раб.макс}$ – ток нагрузки, принят длительно допустимый ток провода АС-185.

Для всех полуккомплектов рекомендуется принимать одинаковые токи срабатывания, подставляя максимальное из значений токов $I_{раб.макс}$, определяемых для всех концов линии.

$$I_{л\text{ бл уст}} = \sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 510 = 1148 \text{ А.}$$

Принятое значение уставки $I_{л\text{ бл уст}} = 1350 \text{ А}$ (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны Иркутской ГЭС). Уставка выбирается одинаковой для обоих комплектов, т.к. в формулы для расчета входит один и тот же наибольший из максимальных рабочих токов по концам линии.

Порог срабатывания отключающего ИО по разности токов фаз выбирается, исходя из отстройки от блокирующего:

$$I_{л\text{ от уст}} = k_{отс} \cdot k_{отв} \cdot I_{л\text{ бл уст}}, \quad (58)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,3.

$k_{отв}$ – коэффициент ответвления.

Так как рассматриваемая защита имеет направленные органы $Z_{отв}$, обеспечивающие несрабатывание при направлении мощности к шинам, то необходимо учитывать коэффициент ответвления только для случая представленного на рисунке 5.

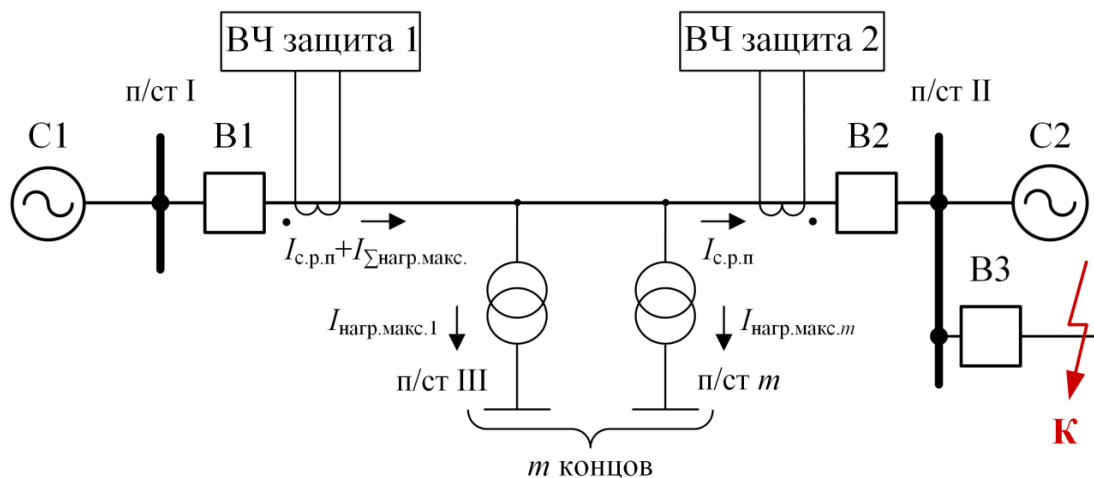


Рисунок 5 – Характеристика срабатывания отключающего реле сопротивления

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В качестве расчетного для определения $k_{отв}$ необходимо рассматривать режим удаленного трехфазного КЗ в одной из питающих систем (в точке К, рисунок 5). В худшем случае (с точки зрения селективности) через место установки одного из полуккомплектов на конце II протекает ток равный $I_{л бл уст}$, а на другом – $I_{л бл уст} + I_{\Sigma нагр.отв}$. Тогда $k_{отв}$ определяется по следующему выражению:

$$k_{отв} = 1 + \frac{I_{\Sigma нагр отв}}{I_{л бл уст}}, \quad (59)$$

где $I_{\Sigma нагр отв}$ – максимальный ток нагрузки в рассматриваемом режиме КЗ, в первом приближении может быть принят равным сумме максимальных рабочих токов без питания в нагрузочном режиме.

$$I_{\Sigma нагр отв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (60)$$

где $S_{ном}$ – мощность подключенных трансформаторов, кВА. Учтена мощность:

Т-1 ПС 110 кВ Мельниково – 40 МВА;

Т-1 ПС 110 кВ Студенческая – 40 МВА;

Т-1 ПС 110 кВ Академическая (ЭЧЭ-32) – 25 МВА;

Т-2 ПС 110 кВ Академическая – 10 МВА.

$$I_{\Sigma нагр отв} = \frac{40000 + 40000 + 25000 + 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 577 \text{ А.}$$

Тогда

$$k_{отв} = 1 + \frac{577}{1350} = 1,43. \text{ Принято } 1,5.$$

Тогда

$$I_{л от уст} = 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1350 = 2632,5 \text{ А.}$$

Принятое значение уставки $I_{л от уст} = 2630 \text{ А}$ (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны Иркутской ГЭС).

Чувствительность ИО по разности токов фаз не проверяется.

ИО по току обратной последовательности.

Порог срабатывания блокирующего ИО по току обратной последовательности выбирают, исходя из отстройки от тока небаланса обратной последовательности и несимметрии нагрузочного режима с учётом коэффициента отстройки:

$$I_{2 бл уст} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{2 нб расч}, \quad (61)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,3;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, принят 0,9;

$I_{2 нб расч}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности.

Расчетный ток небаланса обратной последовательности

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$I_{2 \text{ нб расч}} = \left(\frac{I_{\text{л бл уст}}}{\sqrt{3}} \right) \cdot 0,062 = \left(\frac{1350}{\sqrt{3}} \right) \cdot 0,062 = 48,3 \quad (62)$$

Тогда

$$I_{2 \text{ бл уст}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot 48,3 = 69,8 \text{ А.}$$

Принятое значение уставки $I_{2 \text{ бл уст}} = 90 \text{ А}$ (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны Иркутской ГЭС). Для обоих полукомплектов уставки выбираются одинаковыми.

На линиях с ответвлениями не надо отстраивать $I_{2 \text{ от уст}}$ от КЗ за трансформатором ответвления, т.к. в защите есть специальный орган $Z_{\text{отв}}$, отстроенный от КЗ за трансформатором. Характеристика $Z_{\text{отв}}$ в комплексной плоскости сопротивлений проходит через начало координат, поэтому $I_{2 \text{ от уст}}$ не надо отстраивать от внешнего КЗ на питающей стороне при одностороннем питании и подпитке от двигателей нагрузки.

Порог срабатывания отключающего ИО по току обратной последовательности выбирают, исходя из отстройки от блокирующего:

$$I_{2 \text{ от уст}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{отв}} \cdot I_{2 \text{ бл уст}}, \quad (63)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят 1,5.

$k_{\text{отв}}$ – коэффициент ответвления.

Коэффициент ответвления

$$k_{\text{отв}} = 1 + \frac{I_{\Sigma \text{ нагр отв } 2}}{I_{2 \text{ бл уст}}}, \quad (64)$$

где $I_{\Sigma \text{ нагр отв } 2}$ – максимальный ток обратной последовательности, обусловленный несимметрией нагрузки в рассматриваемом режиме КЗ, в первом приближении может быть принят равным 2% от суммы максимальных рабочих токов концов без питания в нагрузочном режиме.

$$I_{\Sigma \text{ нагр отв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (65)$$

где $S_{\text{ном}}$ – мощность трансформаторов, кВА.

$$I_{\Sigma \text{ нагр отв}} = \frac{40000 + 40000 + 25000 + 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 577 \text{ А.}$$

Тогда

$$k_{\text{отв}} = 1 + \frac{0,02 \cdot 577}{90} = 1,13.$$

Тогда

$$I_{2 \text{ от уст}} = 1,5 \cdot 1,13 \cdot 90 = 153 \text{ А.}$$

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Принятое значение уставки $I_{2\text{от уст}} = 160 \text{ А}$ (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны Иркутской ГЭС).

Чувствительность отключающего ИО по току обратной последовательности определяется коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{2\text{кз мин}}}{I_{2\text{от уст}}} \geq 2, \tag{66}$$

где $I_{2\text{мин}}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки полуккомплекта при земляном КЗ в конце защищаемой линии, А.

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин Иркутской ГЭС в минимальном режиме****

40 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента									
1794-130 Элемент 131 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =119.4/-0 Z ₁ =0.175+j1.815 Z ₂ =0.175+j1.815 Z ₀ =0.092+j1.298									
I ₁ сум	13935	95	I ₂ сум	13935	95	3I ₀ сум	41804	95	
I _А сум	41804	95	I _В сум	0	0	I _С сум	0	0	
I _{АВ} сум	41804	95	I _{ВС} сум	0	0	I _{СА} сум	41804	-85	

1044-86	IA	1152	-80	IB	238	101	IC	237	94
	I1	471	-81	I2	454	-80	3I0	678	-79
	UA	8.89	-4	UB	64.38	-112	UC	64.37	112
	U1	45.43	-0	U2	23.60	-180	3U0	38.91	-179

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин Иркутской ГЭС в минимальном режиме****

40 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента									
1794-130 Элемент 131 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =119.4/-0 Z ₁ =0.175+j1.815 Z ₂ =0.175+j1.815 Z ₀ =0.092+j1.298									
I ₁ сум	26695	95	I ₂ сум	11118	-84	3I ₀ сум	46736	-85	
I _А сум	0	0	I _В сум	39951	-30	I _С сум	40506	-139	
I _{АВ} сум	39951	150	I _{ВС} сум	65493	5	I _{СА} сум	40506	-139	

1044-86	IA	273	-83	IB	1199	164	IC	1199	35
	I1	887	-80	I2	362	101	3I0	758	101
	UA	57.14	0	UB	8.76	-152	UC	7.45	143
	U1	23.83	-1	U2	18.83	1	3U0	43.49	0

**** Ток через защиту со стороны Иркутской ГЭС при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

1044 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента									
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента									
0-2273 Элемент 518 Отключение без заземления элемента									
0-2276 Элемент 521 Отключение без заземления элемента									
0-2274 Элемент 519 Отключение без заземления элемента									
0-2275 Элемент 520 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:

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

U _{па} =120.6/-0	Z ₁ =1.488+j5.291		Z ₂ =1.488+j5.291		Z ₀ =2.387+j13.011			
I _{1сум}	2877	103	I _{2сум}	2877	103	3I _{0сум}	8632	103
I _{Aсум}	8632	103	I _{Bсум}	0	0	I _{Cсум}	0	0
I _{ABсум}	8632	103	I _{BCсум}	0	0	I _{CAсум}	8632	-77

40-80	IA	5988	-78	IB	100	123	IC	92	95
	I1	2040	-78	I2	2013	-78	3I0	5803	-78
	UA	48.28	-2	UB	69.07	-119	UC	68.86	119
	U1	62.06	-1	U2	7.69	-177	3U0	18.45	-175

****** Ток через защиту со стороны Иркутской ГЭС при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме******

1044 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента

100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента

0-2273 Элемент 518 Отключение без заземления элемента

0-2276 Элемент 521 Отключение без заземления элемента

0-2274 Элемент 519 Отключение без заземления элемента

0-2275 Элемент 520 Отключение без заземления элемента

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:

Una=120.6/-0	Z1=1.488+j5.291		Z2=1.488+j5.291		Z0=2.387+j13.011			
I1cym	7421	105	I2cym	5247	-74	3I0cym	6540	-79
IAcym	0	0	IBcym	11204	-1	ICcym	11685	-148
IABcym	11204	179	IBCcym	21940	16	ICAcym	11685	-148

40-80	IA	87	-74	IB	7844	179	IC	8190	31
	I1	5219	-75	I2	3672	106	3I0	4396	101
	UA	68.56	-0	UB	43.42	-135	UC	39.76	127
	U1	50.04	-2	U2	14.02	7	3U0	13.98	4

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Мельниково

$$k_{\text{ч}} = \frac{362}{160} = 2,26 > 2.$$

Коэффициент чувствительности со стороны Иркутской ГЭС

$$k_{\text{ч}} = \frac{2013}{160} = 12,6 \geq 2.$$

Чувствительность отключающего ИО по току обратной последовательности обеспечивается.

ИО по току нулевой последовательности

Пусковые органы по току нулевой последовательности не используются, поскольку рассчитанный коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}=2$ не принадлежит области $1,5 \leq K_{\text{ч}} < 2$.

ИО по приращению тока обратной последовательности

Этот пусковой орган позволяет быстрее пускать ВЧ при трехфазных КЗ. Алгоритм этого органа обеспечивает отстройку от тока небаланса обратной последовательности при максимальном токе качаний, от изменения тока при тяговой нагрузке и всех небалансов максимального рабочего режима, связанных с погрешностями ТТ и фильтра:

$$\Delta I_{2 \text{ бл}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2 \text{ бл}}, \quad (67)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят 0,7;

$I_{2 \text{ бл уст}}$ – порог срабатывания блокирующего ИО по току обратной последовательности, А.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Тогда

$$\Delta I_{2 \text{ бл}} = 0,7 \cdot 90 = 63 \text{ A.}$$

Принятое значение уставки $\Delta I_{2 \text{ бл}} = 63 \text{ A.}$

Уставка $DI_{2 \text{ от}}$ уст выбирается исходя из отстройки от уставки блокирующего токового органа с пуском по приращению

$$\Delta I_{2 \text{ откл}} = k_{\text{отс}} \cdot \Delta I_{2 \text{ бл}}, \quad (68)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят 2.

Тогда

$$\Delta I_{2 \text{ откл}} = 2 \cdot 63 = 126 \text{ A.}$$

Принятое значение уставки $\Delta I_{2 \text{ откл}} = 126 \text{ A.}$

ИО по приращению тока прямой последовательности

Алгоритм этого органа обеспечивает отстройку от тока небаланса прямой последовательности при максимальном токе качаний, от изменения тока при тяговой нагрузке и всех небалансов максимального рабочего режима, связанных с погрешностями ТТ и фильтра. По данным разработчика необходимо выбирать $DI_{1 \text{ бл}}$ уст в 4 раза больше, чем $DI_{2 \text{ бл}}$ уст.

$$\Delta I_{1 \text{ бл}} = k_{\text{отс}} \cdot \Delta I_{2 \text{ бл}}, \quad (69)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерения и погрешности расчетов, принят 4.

Тогда

$$\Delta I_{1 \text{ бл}} = 4 \cdot 63 \text{ A} = 252 \text{ A.}$$

Принятое значение уставки $\Delta I_{1 \text{ бл}} = 252 \text{ A.}$

По данным разработчика необходимо выбирать $DI_{1 \text{ от}}$ уст в 4 раза больше, чем $DI_{2 \text{ от}}$ уст:

$$\Delta I_{1 \text{ от}} = k_{\text{отс}} \cdot \Delta I_{2 \text{ от}}, \quad (70)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принят 4.

Тогда

$$\Delta I_{1 \text{ от}} = 4 \cdot 126 = 504 \text{ A.} \quad (71)$$

Принятое значение уставки $\Delta I_{1 \text{ от}} = 504 \text{ A.}$

Орган манипуляции

Коэффициент манипуляции выбирают по условию обеспечения при несимметричном КЗ преимущественного сравнения фаз токов обратной последовательности.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Для каждого из полукомплектов коэффициент манипуляции вычисляется при двух видах короткого замыкания:
двухфазном КЗ на землю по формуле:

$$k_m = k_n \cdot \frac{I_{1\min}^{1.1} + I_{\text{раб макс}}}{I_{2\min}^{1.1}};$$

где $I_{1\min}^{1.1}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки полукомплекта при двухфазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А;
 $I_{2\min}^{1.1}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки полукомплекта при двухфазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А;
 k_n – коэффициент надежности, принят 1,5.
однофазном КЗ на землю по формуле:

$$k_m = k_n \cdot \frac{I_{\text{раб макс}}}{I_{2\min}^1};$$

где $I_{2\min}^1$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки полукомплекта при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А.

Тогда для полукомплекта со стороны ПС 110 кВ Мельниково

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	1044-86
ЗНАЧЕНИЕ	IPAB=510
ФОРМУЛА	K1=1.5*(MOD(I1)+IPAB)/MOD(I2)
НСМ	1
ВИД-КЗ	AB0
УЗЕЛ-КЗ	40
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

		Подрежим 1	
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179 (		
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (		
		НСМ	1
		ВИД-КЗ	AB0
УЗЕЛ-КЗ	40		
Uпа=119.4/-0	Z1=0.175+j1.815	Z2=0.175+j1.815	Z0=0.092+j1.298
Замеры			
1044-86	I1	887 -80	I2 362 -19
K1		5.783/0.000	

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	1044-86
ЗНАЧЕНИЕ	IPAB=510
ФОРМУЛА	K2=1.5*IPAB/MOD(I2)
НСМ	1
ВИД-КЗ	A0
УЗЕЛ-КЗ	40
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

		Подрежим 1	
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179 (		
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (		
		НСМ	1

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

УЗЕЛ-КЗ 40
Упа=119.4/-0 Z1=0.175+j1.815 Z2=0.175+j1.815 Z0=0.092+j1.298

Замеры

1044-86 I1 471 -81 I2 454 -80

K2 1.684/0.000

Тогда для полукомплекта со стороны Иркутской ГЭС

ВЕЛИЧИНА I1 I2

ВЕТВЬ 40-80

ЗНАЧЕНИЕ IPAB=510

ФОРМУЛА K1=1.5*(MOD(I1)+IPAB)/MOD(I2)

НСМ 1

ВИД-КЗ A0

УЗЕЛ-КЗ 1044

ПОДРЕЖИМ 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108

ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108

ЭЛЕМЕНТ 518/37

ЭЛЕМЕНТ 521/1081

ЭЛЕМЕНТ 519/39

ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()

ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()

ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()

ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()

ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()

ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8)

НСМ 1

ВИД-КЗ A0

УЗЕЛ-КЗ 1044

Упа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011

Замеры

40-80 I1 5219 -75 I2 3672 -14

K1 2.341/0.000

ВЕЛИЧИНА I1 I2

ВЕТВЬ 40-80

ЗНАЧЕНИЕ IPAB=510

ФОРМУЛА K2=1.5*IPAB/MOD(I2)

НСМ 1

ВИД-КЗ A0

УЗЕЛ-КЗ 1044

ПОДРЕЖИМ 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108

ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108

ЭЛЕМЕНТ 518/37

ЭЛЕМЕНТ 521/1081

ЭЛЕМЕНТ 519/39

ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()

ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()

ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()

ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()

ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()

ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8)

НСМ 1

ВИД-КЗ A0

УЗЕЛ-КЗ 1044

Упа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011

Замеры

40-80 I1 2040 -78 I2 2013 -78

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Окончательно коэффициент манипуляции выбирается наибольшим из рассчитанных для полукомплектов и обязательно одинаковым для концов ВЛ. Коэффициент манипуляции для обоих полукомплектов принят 8 (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны Иркутской ГЭС).

Чувствительность органа манипуляции определяется коэффициентом чувствительности, который выбирается минимальным из полученных по следующим формулам значений:

1) при двухфазном КЗ на землю:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\left| I_{2\text{ мин}}^{1.1} - \frac{I_{1\text{ мин}}^{1.1}}{k_{\text{м}}} \right|}{I_{2\text{ бл}}} \geq 1,3;$$

где $I_{2\text{ бл}}$ – порог срабатывания блокирующего ИО по току обратной последовательности, А.

2) при однофазном КЗ на землю:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\left| I_{2\text{ мин}}^1 - \frac{I_{\text{раб макс}}}{k_{\text{м}}} \right|}{I_{2\text{ бл}}} \geq 1,3.$$

3) при трехфазном КЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{1\text{ мин}}}{k_{\text{м}} \cdot I_{2\text{ бл}}} \geq 1,3.$$

Чувствительность коэффициента манипуляции полукомплекта со стороны ПС 110 кВ Мельниково:

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТЬВЬ	1044-86
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=90 IРАБ=510 КМАН=8
ФОРМУЛА	КЧ1=MOD(I2-(I1/КМАН))/I2БЛ
НСМ	1
ВИД-КЗ	АВ0
УЗЕЛ-КЗ	40
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179(	)
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133	(
	НСМ	1
	ВИД-КЗ	АВ0
УЗЕЛ-КЗ	40	
Uпа=119.4/-0	Z1=0.175+j1.815	Z2=0.175+j1.815 Z0=0.092+j1.298
	Замеры	
	1044-86 I1	887 -80 I2 362 -19
	КЧ1	3.593/0.000

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТЬВЬ	1044-86
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=90 IРАБ=510 КМАН=8
ФОРМУЛА	КЧ2=MOD(I2-(IРАБ/КМАН))/I2БЛ

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

НСМ 1
ВИД-КЗ А0
УЗЕЛ-КЗ 40
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ 129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 131/128/141/179 ()
ЭЛЕМЕНТ 129/129/133 ()

НСМ 1
ВИД-КЗ А0

УЗЕЛ-КЗ 40
Упа=119.4/-0 Z1=0.175+j1.815 Z2=0.175+j1.815 Z0=0.092+j1.298

Замеры

1044-86 I1 471 -81 I2 454 -80
КЧ2 4.979/0.000

ВЕЛИЧИНА I1 I2
ВЕТЬВЬ 1044-86
ЗНАЧЕНИЕ I2БЛ=90 IРАБ=510 КМАН=8
ФОРМУЛА КЧ3=MOD(I1)/(КМАН*I2БЛ)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 40
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ 129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 131/128/141/179 ()
ЭЛЕМЕНТ 129/129/133 ()

НСМ 1
ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 40
Упа=119.4/-0 Z1=0.175+j1.815 Z2=0.175+j1.815 Z0=0.092+j1.298

Замеры

1044-86 I1 1250 -80 I2 0 0
КЧ3 1.736/0.000

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $kч > 1,3$.
Чувствительность коэффициента манипуляции полукомплекта со стороны Иркутской

ГЭС:

ВЕЛИЧИНА I1 I2
ВЕТЬВЬ 40-80
ЗНАЧЕНИЕ I2БЛ=90 IРАБ=510 КМАН=8
ФОРМУЛА КЧ1=MOD(I2-(I1/КМАН))/I2БЛ
НСМ 1
ВИД-КЗ АВ0
УЗЕЛ-КЗ 1044
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()
ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()

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

ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8
НСМ 1
ВИД-КЗ АВ0
УЗЕЛ-КЗ 1044
Uпа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011
Замеры
40-80 I1 5219 -75 I2 3672 -14
КЧ1 37.885/0.000

ВЕЛИЧИНА I1 I2
ВЕТВЬ 40-80
ЗНАЧЕНИЕ I2БЛ=90 IPAB=510 КМАН=8
ФОРМУЛА КЧ2=MOD(I2-(IPAB/КМАН))/I2БЛ
НСМ 1
ВИД-КЗ А0
УЗЕЛ-КЗ 1044
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 (
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 (
ЭЛЕМЕНТ 518/37 (
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 (
ЭЛЕМЕНТ 519/39 (
ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8
НСМ 1
ВИД-КЗ А0
УЗЕЛ-КЗ 1044
Uпа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011
Замеры
40-80 I1 2040 -78 I2 2013 -78
КЧ2 22.227/0.000

ВЕЛИЧИНА I1 I2
ВЕТВЬ 40-80
ЗНАЧЕНИЕ I2БЛ=90 IPAB=510 КМАН=8
ФОРМУЛА КЧ3=MOD(I1)/(КМАН*I2БЛ)
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 1044
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 (
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 (
ЭЛЕМЕНТ 518/37 (
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 (
ЭЛЕМЕНТ 519/39 (
ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8
НСМ 1
ВИД-КЗ АВС
УЗЕЛ-КЗ 1044
Uпа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011
Замеры
40-80 I1 8890 -75 I2 0 0
КЧ3 12.347/0.000

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

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $k_{\text{ч}} > 1,3$.
Уставка ОСФ по углу блокирования действия защиты на отключение принята 50.

Выбор параметров реле сопротивления Zотв и Zоткл

Расчётное сопротивление срабатывания реле выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором ответвления. Также должна обеспечиваться чувствительность при КЗ на шинах ВН ПС ответвления и при КЗ в конце защищаемой линии.

Для защиты со стороны ПС 110 кВ Мельниково

ЭЛ ВЛ-110 ИГЭС-МЕЛЬНИКОВО

Защита 1162

Ветвь 1044-86

Узел

Тип ЗДФЗ

КТТ 1200/5

КТН 1100

ПС МЕЛЬНИКОВО

Степень 1

СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Чувствительность при КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме	XУ	18.4	4.84	ВИД-КЗ АВС	ЭЛ 129/129/133	ZCA=4.08 69 Ip=1489 44
	РУ	10.0	81.35	УЗЕЛ-КЗ 40		
	ФМЧ	67	KЧzр=			
	Ф2	-15	1.72			
	Ф3	115				
	XBT	4.01				
	RBT	2.18				
	УТР	0.50	12.41			
	XУ	18.4	4.84	ВИД-КЗ ВС	ЭЛ 129/129/133	ZBC=4.08 69 IB=1488 -166
	РУ	10.0	81.35	УЗЕЛ-КЗ 40		
	ФМЧ	67	KЧzр=			
	Ф2	-15	1.72			
	Ф3	115				
	XBT	4.01				
	RBT	2.18				
	УТР	0.50	12.40			

Принятые значения уставок:

X _{перв} , Ом	18,4			
R _{перв} , Ом	10,0			
X _{втор} , Ом	4,01			
R _{втор} , Ом	2,18			
φ _{мч}	67°			

Примечание:

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $K_{\text{ч}} > 1.5$ при КЗ в конце своей линии.

Согласовано:

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Для защиты со стороны Иркутской ГЭС

Узел	КТН	1100	СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год
------	-----	------	--

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Чувствительность при КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме	XU	18.4	4.84	ВИД-КЗ АВС	ЭЛ 7/40/105/108	ZBC=4.08 69
	RY	10.0	81.35	УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 6/39/101/108	Ip=7699 165
	ФМЧ	67	КЧзр=		ЭЛ 518/37	
	Ф2	-15	1.72		ЭЛ 521/1081	
	Ф3	115			ЭЛ 519/39	
	XBT	3.35			ЭЛ 520/39	
	RBT	1.82				
	JTP	0.50	76.99			
	XU	18.4	4.84	ВИД-КЗ ВС	ЭЛ 7/40/105/108	ZBC=4.08 69
	RY	10.0	81.35	УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 6/39/101/108	IB=7697 -165
	ФМЧ	67	КЧзр=		ЭЛ 518/37	
	Ф2	-15	1.72		ЭЛ 521/1081	
	Ф3	115			ЭЛ 519/39	
	XBT	3.35			ЭЛ 520/39	
	RBT	1.82				
	JTP	0.50	76.97			

X _{перв} , Ом	18,4			
R _{перв} , Ом	10,0			
X _{втор} , Ом	3,35			
R _{втор} , Ом	1,82			
φ _{мч}	67°			

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $K_{\text{ч}} > 1.5$ при K_3 в конце своей линии.

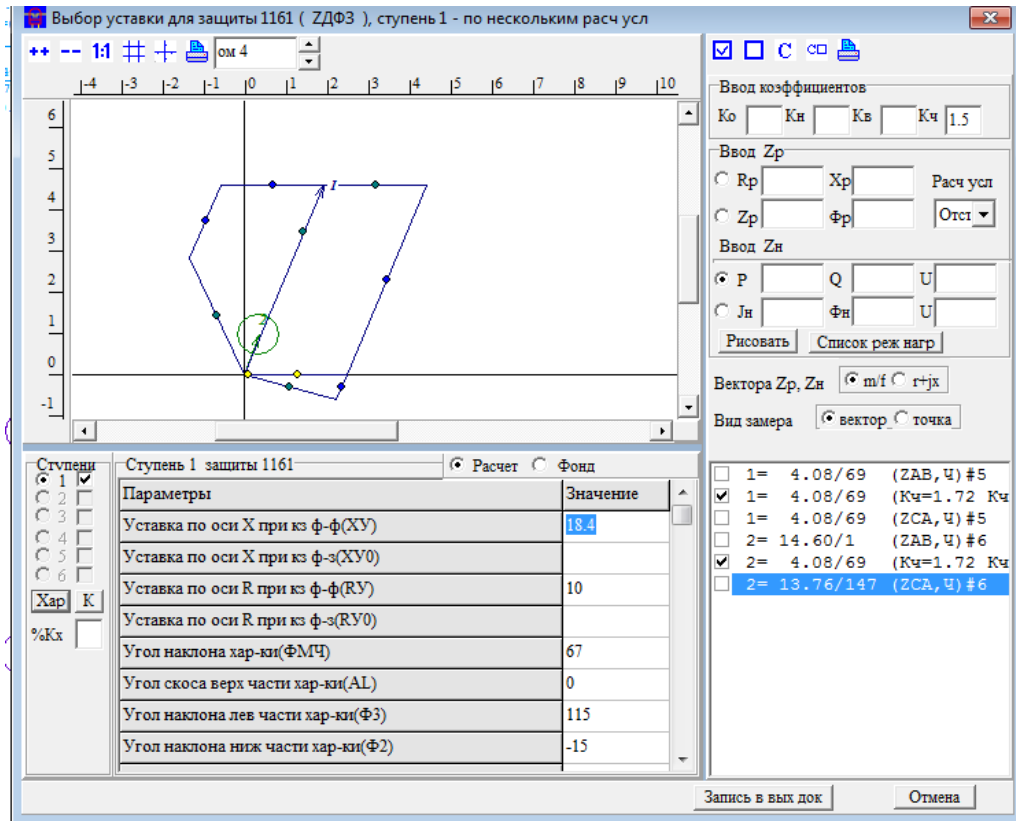


Рисунок 7 – Характеристика срабатывания реле сопротивления

Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по току

$M0$ используется только для линий с ответвлениями без питания и выбирается одинаковым для обоих концов линии. Уставка по току нулевой последовательности $3I_{0_M0}$ уст выбирается исходя из отстройки от тока небаланса нулевой последовательности, определяемого погрешностью трансформаторов тока $I_{0_нб_ТТ}$ в максимальном рабочем режиме, от тока небаланса нулевой последовательности, вызванного несимметрией в первичной сети $3I_{0_нб_несим}$. От броска НТ отстраивать не надо, т.к. алгоритм реле мощности обеспечивает отстройку от броска тока намагничивания.

$$3I_{0_M0} = \frac{k_{отс}}{k_b} \cdot (3I_{0_нб_ТТ} + 3I_{0_нб_несим}),$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 2,0;

k_b – коэффициент возврата, принят 0,9;

$3I_{0_нб_несим} = 0,02 I_{нагр}$ – расчетный ток небаланса;

$3I_{0_нб_ТТ} = 0,03 I_{нагр}$ – расчетный ток небаланса;

Тогда

$$3I_{0_M0} = \frac{3}{0,95} \cdot (0,02 \cdot 510 + 0,03 \cdot 510) = 80,5 \text{ А.}$$

Принятое значение уставки $3I_{0_M0} = 100 \text{ А.}$

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Чувствительность органа направления мощности определяется коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{3I_{0\text{ КЗ мин}}}{3I_{0\text{ М0}}} \geq 2,$$

где $3I_{0\text{ мин}}$ – минимальное значение тока нулевой последовательности в месте установки защиты при земляном КЗ в конце зоны действия защиты, А.

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин Иркутской ГЭС в минимальном режиме****

40 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента									
1794-130 Элемент 131 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =119.4/-0 Z ₁ =0.175+j1.815 Z ₂ =0.175+j1.815 Z ₀ =0.092+j1.298									
I ₁ сум	13935	95	I ₂ сум	13935	95	3I ₀ сум	41804	95	
I _А сум	41804	95	I _В сум	0	0	I _С сум	0	0	
I _{АВ} сум	41804	95	I _{ВС} сум	0	0	I _{СА} сум	41804	-85	

1044-86	IA	1152	-80	IB	238	101	IC	237	94
	I1	471	-81	I2	454	-80	3I0	678	-79
	UA	8.89	-4	UB	64.38	-112	UC	64.37	112
	U1	45.43	-0	U2	23.60	-180	3U0	38.91	-179

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин Иркутской ГЭС в минимальном режиме****

40 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента									
1794-130 Элемент 131 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =119.4/-0 Z ₁ =0.175+j1.815 Z ₂ =0.175+j1.815 Z ₀ =0.092+j1.298									
I ₁ сум	26695	95	I ₂ сум	11118	-84	3I ₀ сум	46736	-85	
I _А сум	0	0	I _В сум	39951	-30	I _С сум	40506	-139	
I _{АВ} сум	39951	150	I _{ВС} сум	65493	5	I _{СА} сум	40506	-139	

1044-86	IA	273	-83	IB	1199	164	IC	1199	35
	I1	887	-80	I2	362	101	3I0	758	101
	UA	57.14	0	UB	8.76	-152	UC	7.45	143
	U1	23.83	-1	U2	18.83	1	3U0	43.49	0

**** Ток через защиту со стороны Иркутской ГЭС при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

1044 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента									
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента									
0-2273 Элемент 518 Отключение без заземления элемента									
0-2276 Элемент 521 Отключение без заземления элемента									
0-2274 Элемент 519 Отключение без заземления элемента									
0-2275 Элемент 520 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =120.6/-0 Z ₁ =1.488+j5.291 Z ₂ =1.488+j5.291 Z ₀ =2.387+j13.011									
I ₁ сум	2877	103	I ₂ сум	2877	103	3I ₀ сум	8632	103	
I _А сум	8632	103	I _В сум	0	0	I _С сум	0	0	
I _{АВ} сум	8632	103	I _{ВС} сум	0	0	I _{СА} сум	8632	-77	

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

40-80	IA	5988	-78	IB	100	123	IC	92	95
	I1	2040	-78	I2	2013	-78	3I0	5803	-78
	UA	48.28	-2	UB	69.07	-119	UC	68.86	119
	U1	62.06	-1	U2	7.69	-177	3U0	18.45	-175

**** Ток через защиту со стороны Иркутской ГЭС при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

1044 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
**** К О М М У Т А Ц И И ****
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента
0-2273 Элемент 518 Отключение без заземления элемента
0-2276 Элемент 521 Отключение без заземления элемента
0-2274 Элемент 519 Отключение без заземления элемента
0-2275 Элемент 520 Отключение без заземления элемента
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011
I1сум 7421 105 I2сум 5247 -74 3I0сум 6540 -79
IAсум 0 0 IBсум 11204 -1 ICсум 11685 -148
IABсум 11204 179 IBCсум 21940 16 ICAсум 11685 -148

40-80	IA	87	-74	IB	7844	179	IC	8190	31
	I1	5219	-75	I2	3672	106	3I0	4396	101
	UA	68.56	-0	UB	43.42	-135	UC	39.76	127
	U1	50.04	-2	U2	14.02	7	3U0	13.98	4

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Мельниково

$k_ч = \frac{678}{100} = 6,78 > 2.$

Коэффициент чувствительности со стороны Иркутской ГЭС

$k_ч = \frac{4396}{100} = 43,96 \geq 2.$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям.

Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по напряжению

Уставка по напряжению нулевой последовательности 3U0_M0 выбирается исходя из отстройки от напряжения небаланса

$3U0_{M0} = 0,02 \cdot U_{ном} = 0,02 \cdot 115 = 2,3 \text{ кВ}.$

Принятое значение уставки $3U0_{M0} = 3 \text{ кВ}.$

Чувствительность органа направления мощности определяется коэффициентом чувствительности:

$k_ч = \frac{3U_{0 \text{ КЗ мин}}}{3U0_{M0}} > 2,$

где $3U_{0 \text{ мин}}$ – минимальное утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки полуккомплекта при земляном КЗ в конце защищаемой линии, кВ;

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$3U0_{M0}$ – минимальное напряжение, при котором действует реле направления мощности, кВ

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин Иркутской ГЭС в минимальном режиме****

40 1-однофазное КЗ (A0)
**** К О М М У Т А Ц И И ****
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента
1794-130 Элемент 131 Отключение без заземления элемента
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па}	=119.4/-0	Z1	=0.175+j1.815	Z2	=0.175+j1.815	Z0	=0.092+j1.298		
I1сум	13935	95	I2сум	13935	95	3I0сум	41804	95	
IAсум	41804	95	IBсум	0	0	ICсум	0	0	
IABсум	41804	95	IBCсум	0	0	ICAcум	41804	-85	

1044-86	IA	1152	-80	IB	238	101	IC	237	94
	I1	471	-81	I2	454	-80	3I0	678	-79
	UA	8.89	-4	UB	64.38	-112	UC	64.37	112
	U1	45.43	-0	U2	23.60	-180	3U0	38.91	-179

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин Иркутской ГЭС в минимальном режиме****

40 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
**** К О М М У Т А Ц И И ****
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента
1794-130 Элемент 131 Отключение без заземления элемента
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па}	=119.4/-0	Z1	=0.175+j1.815	Z2	=0.175+j1.815	Z0	=0.092+j1.298		
I1сум	26695	95	I2сум	11118	-84	3I0сум	46736	-85	
IAсум	0	0	IBсум	39951	-30	ICсум	40506	-139	
IABсум	39951	150	IBCсум	65493	5	ICAcум	40506	-139	

1044-86	IA	273	-83	IB	1199	164	IC	1199	35
	I1	887	-80	I2	362	101	3I0	758	101
	UA	57.14	0	UB	8.76	-152	UC	7.45	143
	U1	23.83	-1	U2	18.83	1	3U0	43.49	0

**** Ток через защиту со стороны Иркутской ГЭС при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

1044 1-однофазное КЗ (A0)
**** К О М М У Т А Ц И И ****
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента
0-2273 Элемент 518 Отключение без заземления элемента
0-2276 Элемент 521 Отключение без заземления элемента
0-2274 Элемент 519 Отключение без заземления элемента
0-2275 Элемент 520 Отключение без заземления элемента
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па}	=120.6/-0	Z1	=1.488+j5.291	Z2	=1.488+j5.291	Z0	=2.387+j13.011		
I1сум	2877	103	I2сум	2877	103	3I0сум	8632	103	
IAсум	8632	103	IBсум	0	0	ICсум	0	0	
IABсум	8632	103	IBCсум	0	0	ICAcум	8632	-77	

40-80	IA	5988	-78	IB	100	123	IC	92	95
	I1	2040	-78	I2	2013	-78	3I0	5803	-78
	UA	48.28	-2	UB	69.07	-119	UC	68.86	119
	U1	62.06	-1	U2	7.69	-177	3U0	18.45	-175

**** Ток через защиту со стороны Иркутской ГЭС при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

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

1044 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
**** К О М М У Т А Ц И И ****
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента
0-2273 Элемент 518 Отключение без заземления элемента
0-2276 Элемент 521 Отключение без заземления элемента
0-2274 Элемент 519 Отключение без заземления элемента
0-2275 Элемент 520 Отключение без заземления элемента
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=120.6/-0 Z1=1.488+j5.291 Z2=1.488+j5.291 Z0=2.387+j13.011
I1сум 7421 105 I2сум 5247 -74 3I0сум 6540 -79
IAсум 0 0 IBсум 11204 -1 ICсум 11685 -148
IABсум 11204 179 IBCсум 21940 16 ICAсум 11685 -148

40-80	IA	87	-74	IB	7844	179	IC	8190	31
	I1	5219	-75	I2	3672	106	3I0	4396	101
	UA	68.56	-0	UB	43.42	-135	UC	39.76	127
	U1	50.04	-2	U2	14.02	7	3U0	13.98	4

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Мельниково

$k_q = \frac{38,91}{3,0} = 12,97 > 2.$

Коэффициент чувствительности со стороны Иркутской ГЭС

$k_q = \frac{13,98}{3,0} = 4,66 > 2.$

Таблица 26 – Сводная таблица уставок ДФЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

Уставка ДФЗ		ПС 110 кВ Мельниково	Иркутская ГЭС
		КТТ=1200/5	КТТ=1000/5
		Первичная величина, А	Первичная величина, А
ПО	Iл_бл	1350,0	1350,0
	Iл_откл	2630,0	2630,0
	I2_бл	90,0	90,0
	I2_откл.	160,0	160,0
	3I0_бл	выведен	выведен
	3I0_откл	выведен	выведен
	dI2_бл	63,0	63,0
	dI2_откл	126,0	126,0
	dI1_бл	252,0	252,0
	dI1_откл	504,0	504,0
R_откл		10	10
X_откл		18,4	18,4
фмч		67,0	67,0
φ4		0,0	0,0
км		8,0	8,0
ОСФ		50,0	50,0
Отстройка от КЗ за ответвлением	Ротв	10	10

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Уставка ДФЗ		ПС 110 кВ Мельниково	Иркутская ГЭС
		Ктт=1200/5	Ктт=1000/5
		Первичная величина, А	Первичная величина, А
	Хотв	18,4	18,4
	φ2	-15,0	-15,0
	φ3	115,0	115,0
	φ4	0,0	0,0
	КСМ_отв	0,0	0,0
	3I0_м0	100,0	100,0
	3U0_м0	3,0	3,0

10.2 Выбор параметров срабатывания комплекта ступенчатых защит линии со стороны ПС 110 кВ Мельниково

Так как расчётные условия для выбора уставок КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками (в цепи Т-1, Т-2) и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками (в цепи Т-3, Т-4) одинаковые, и с учётом того, что параметры сети, влияющие, на величину и распределение токов КЗ не изменяются, уставки КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками (в цепи Т-3, Т-4) приняты равным КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками (в цепи Т-1, Т-2).

Таблица 27 – Уставки дистанционной защиты

Степень	Сопротивление Z, Ом	Время срабатывания защиты, с	Примечание
1 степень	3,0	0,0с	Блок. при кач.
2 степень	10,5	0,8с ОУ 0,5с	Блок. при кач.
3 степень	35,0	1,7с АУ 0,0с	Блок. при кач.
4 степень	108,0	6,6с	

Таблица 28 – Уставки токовых защит

Степень	Ток срабатывания, А	Время срабатывания защиты, с	Примечание
1 степень ТЗНП	2700,0	0,0с	Направлена в линию
2 степень ТЗНП	1698,0	1,3с	Направлена в линию
3 степень ТЗНП	1098,0	2,3с ОУ 0,5с АУ 0,3с	Направлена в линию. АУ с выводом направленности
4 степень ТЗНП	198,0	2,3с	Направлена в линию
1 степень АМТЗ	2700,0	0,3с	Вводится автоматически при неисправности цепей напряжения
1 степень ТЗОП	798,0	0,3с	Вводится автоматически при неисправности цепей напряжения

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

11 Выбор параметров срабатывания защит ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково

11.1 Выбор параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты линии

Расчёт уставок ДФЗ выполнен согласно Методических указаний по расчёту уставок ДФЗ НПП ЭКРА (ЭКРА.650323.091 Д7).

Пороги срабатывания всех измерительных органов ДФЗ, за исключением реле сопротивления, должны выбираться одинаковыми для обоих полуккомплектов.

Со стороны ПС 110 кВ Максимовская установлено электромеханическое устройство ДФЗ-201.

В микропроцессорном терминале ДФЗ необходимо предусмотреть режим совместной работы с панелью типа ДФЗ-201 (задается в пункте меню терминала ДФЗ / Совместная работа с другим типом ДФЗ / Совместная работа с ЭМ ДФЗ / предусмотрена).

Режим совместной работы принудительно выводит из работы ПО DIбл и DIот, поскольку в ДФЗ-201 таковых нет. Кроме того, выводятся из работы и ПО 3I0 бл и 3I0 от. Так как ПО тока ДФЗ-201 реагирует на сумму модулей токов нулевой и обратной последовательностей ($|I_2| + k|I_0|$), при совместной работе с микропроцессорной защитой (например ШЭ2607 X8X), необходимо на панели ДФЗ-201 вывести из работы нулевую последовательность тока ($k|I_0|$), установив переключку в положение, при котором шунтируется трансформатор 1-ТН0.

ИО по разности токов фаз

Порог срабатывания блокирующего ИО по разности токов фаз отстраивается от максимального рабочего тока:

$$I_{л\ бл\ уст} = \sqrt{3} \cdot k_{отс} \cdot I_{раб.макс}, \tag{72}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,3.

$I_{раб.макс}$ – ток нагрузки, принят длительно допустимый ток провода АС-185.

Для всех полуккомплектов рекомендуется принимать одинаковые токи срабатывания, подставляя максимальное из значений токов $I_{раб.макс}$, определяемых для всех концов линии.

$$I_{л\ бл\ уст} = \sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 510 = 1148\text{ А}.$$

Принятое значение уставки $I_{л\ бл\ уст} = 1400\text{ А}$ (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны ПС 110 кВ Максимовская). Уставка выбирается одинаковой для обоих комплектов, т.к. в формулы для расчета входит один и тот же наибольший из максимальных рабочих токов по концам линии.

Порог срабатывания отключающего ИО по разности токов фаз выбирается, исходя из отстройки от блокирующего:

$$I_{л\ от\ уст} = k_{отс} \cdot k_{отв} \cdot I_{л\ бл\ уст}, \tag{73}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,3.

$k_{отв}$ – коэффициент ответвления.

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

Тогда $k_{\text{отв}}$ определяется по следующему выражению:

где $I_{\Sigma \text{нагр отв}}$ – максимальный ток нагрузки в рассматриваемом режиме КЗ, в первом приближении может быть принят равным сумме максимальных рабочих токов без питания в нагрузочном режиме.

где $S_{\text{ном}}$ – мощность подключенных трансформаторов, кВА. Учтена мощность:
Т-2 ПС 110 кВ Мельниково – 40 МВА;
Т-2 ПС 110 кВ Глазково – 40 МВА.

Тогда

Тогда

$$I_{\text{ДОТ ВСТ}} = 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1400 = 2730 \text{ A.}$$

Принятое значение уставки $I_{\text{л от уст}} = 2800$ А (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны ПС 110 кВ Максимовская).

Чувствительность ИО по разности токов фаз не проверяется.

ИО по току обратной последовательности.

Порог срабатывания блокирующего ИО по току обратной последовательности выбирают, исходя из отстройки от тока небаланса обратной последовательности и несимметрии нагрузочного режима с учётом коэффициента отстройки:

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,3;

k_B – коэффициент возврата, принят 0,9;

$I_{2 \text{ нб расч}}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности.

Расчетный ток небаланса обратной последовательности

$$I_{2 \text{ нб расч}} = \left(\frac{I_{\text{л бл уст}}}{\sqrt{3}} \right) \cdot 0,062 = \left(\frac{1400}{\sqrt{3}} \right) \cdot 0,062 = 50,1 \quad (77)$$

Тогда

$$I_{2 \text{ бл уст}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot 50,1 = 72,4 \text{ А.}$$

Принятое значение уставки $I_{2 \text{ бл уст}} = 120 \text{ А}$.

На линиях с ответвлениями не надо отстраивать $I_{2 \text{ от уст}}$ от КЗ за трансформатором ответвления, т.к. в защите есть специальный орган $Z_{отв}$, отстроенный от КЗ за трансформатором. Характеристика $Z_{отв}$ в комплексной плоскости сопротивлений проходит через начало координат, поэтому $I_{2 \text{ от уст}}$ не надо отстраивать от внешнего КЗ на питающей стороне при одностороннем питании и подпитке от двигателей нагрузки.

Порог срабатывания отключающего ИО по току обратной последовательности выбирают, исходя из отстройки от блокирующего:

$$I_{2 \text{ от уст}} = k_{отс} \cdot k_{отв} \cdot I_{2 \text{ бл уст}}, \tag{78}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 1,5.

$k_{отв}$ – коэффициент ответвления.

Коэффициент ответвления

$$k_{отв} = 1 + \frac{I_{\Sigma \text{ нагр отв } 2}}{I_{2 \text{ бл уст}}}, \tag{79}$$

где $I_{\Sigma \text{ нагр отв } 2}$ – максимальный ток обратной последовательности, обусловленный несимметрией нагрузки в рассматриваемом режиме КЗ, в первом приближении может быть принят равным 2% от суммы максимальных рабочих токов концов без питания в нагрузочном режиме.

$$I_{\Sigma \text{ нагр отв}} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \tag{80}$$

где $S_{ном}$ – мощность трансформаторов, кВА.

$$I_{\Sigma \text{ нагр отв}} = \frac{40000 + 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 402 \text{ А.}$$

Тогда

$$k_{отв} = 1 + \frac{0,02 \cdot 402}{120} = 1,07.$$

Тогда

$$I_{2 \text{ от уст}} = 1,5 \cdot 1,07 \cdot 120 = 192 \text{ А.}$$

Принятое значение уставки $I_{2 \text{ от уст}} = 240 \text{ А}$ (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны ПС 110 кВ Максимовская).

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

Чувствительность отключающего ИО по току обратной последовательности определяется коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{2\text{ КЗ мин}}}{I_{2\text{ от уст}}} \geq 2,$$
 (81)

где $I_{2\text{ мин}}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки полуккомплекта при земляном КЗ в конце защищаемой линии, А.

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Максимовская при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

1046 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
130-1794 Элемент 131 Отключение без заземления элемента									
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =119.5/-0 Z1=1.269+j4.612 Z2=1.269+j4.612 Z0=2.239+j12.215									
I1сум	3142	103	I2сум	3142	103	3I0сум	9427	103	
IAсум	9427	103	IBсум	0	0	ICсум	0	0	
IABсум	9427	103	IBCсум	0	0	ICAcум	9427	-77	

60-59	IA	2449	-78	IB	239	-73	IC	245	-67
	I1	745	-78	I2	728	-78	3I0	2928	-76
	UA	31.49	-2	UB	73.14	-124	UC	71.99	125
	U1	58.72	-0	U2	10.40	-179	3U0	50.59	-177

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Максимовская при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме****

1046 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
130-1794 Элемент 131 Отключение без заземления элемента									
1795-131 Элемент 129 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =119.5/-0 Z1=1.269+j4.612 Z2=1.269+j4.612 Z0=2.239+j12.215									
I1сум	8378	105	I2сум	6053	-74	3I0сум	6994	-79	
IAсум	0	0	IBсум	12729	-1	ICсум	13221	-149	
IABсум	12729	179	IBCсум	24994	15	ICAcум	13221	-149	

60-59	IA	169	109	IB	3034	175	IC	3123	33
	I1	1958	-76	I2	1403	105	3I0	2172	102
	UA	73.92	0	UB	27.67	-139	UC	24.48	130
	U1	41.45	-2	U2	20.04	4	3U0	37.54	1

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Максимовская в минимальном режиме****

60 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента									
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента									
40-2371 Элемент 1295 Отключение без заземления элемента									
1080-39 Элемент 519 Отключение без заземления элемента									
38-39 Элемент 520 Отключение без заземления элемента									
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А									

Суммарные величины в узле КЗ:									
U _{па} =120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.201+j17.430									
I1сум	2345	103	I2сум	2345	103	3I0сум	7034	103	
IAсум	7034	103	IBсум	0	0	ICсум	0	0	
IABсум	7034	103	IBCсум	0	0	ICAcум	7034	-77	

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

1046-88	IA	2530	-77	IB	144	117	IC	137	98
	I1	903	-77	I2	875	-76	3I0	2254	-77
	UA	37.79	-1	UB	73.60	-124	UC	72.76	125
	U1	61.23	-0	U2	8.39	-180	3U0	45.19	-178

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Максимовская в минимальном режиме****

60 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
**** К О М М У Т А Ц И И ****
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента
40-2371 Элемент 1295 Отключение без заземления элемента
1080-39 Элемент 519 Отключение без заземления элемента
38-39 Элемент 520 Отключение без заземления элемента
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Суммарные величины в узле КЗ:									
Uпа=120.3/-0	Z1=1.647+j5.733	Z2=1.647+j5.733	Z0=3.201+j17.430						
I1сум	6658	105	I2сум	4986	-73	3I0сум	5034	-79	
IAсум	0	0	IBсум	10185	2	ICсум	10595	-150	
IABсум	10185	-178	IBCсум	20166	16	ICAсум	10595	-150	
1046-88	IA	117	-75	IB	3807	-176	IC	3963	29
	I1	2513	-74	I2	1861	108	3I0	1613	101
	UA	74.40	0	UB	33.62	-134	UC	30.72	127
	U1	45.85	-2	U2	17.84	4	3U0	32.34	0

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Максимовская

$$k_ч = \frac{728}{240} = 3,03 > 2.$$

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Мельниково

$$k_ч = \frac{875}{240} = 3,64 \geq 2.$$

Чувствительность отключающего ИО по току обратной последовательности обеспечивается.

ИО по току нулевой последовательности

Пусковые органы по току нулевой последовательности не используются, поскольку рассчитанный коэффициент чувствительности $K_ч=2$ не принадлежит области $1,5 \leq K_ч < 2$.

Орган манипуляции

Коэффициент манипуляции выбирают по условию обеспечения при несимметричном КЗ преимущественного сравнения фаз токов обратной последовательности.

Для каждого из полуккомплектов коэффициент манипуляции вычисляется при двух видах короткого замыкания:

1) двухфазном КЗ на землю по формуле:

$$k_м = k_н \cdot \frac{I_{1 мин}^{1.1} + I_{раб макс}}{I_{2 мин}^{1.1}};$$

где $I_{1 мин}^{1.1}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки полуккомплекта при двухфазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А;

$I_{2 мин}^{1.1}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки полуккомплекта при двухфазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А;

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

k_n – коэффициент надежности, принят 1,5.
однофазном КЗ на землю по формуле:

$$k_m = k_n \cdot \frac{I_{\text{раб макс}}}{I_{2 \text{ мин}}^1};$$

где $I_{2 \text{ мин}}^1$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки полукompлекта при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии, А.

Тогда для полукompлекта со стороны ПС 110 кВ Максимовская

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	60-59
ЗНАЧЕНИЕ	IPAB=510
ФОРМУЛА	K1=1.5*(MOD(I1)+IPAB)/MOD(I2)
НСМ	1
ВИД-КЗ	AB0
УЗЕЛ-КЗ	1046
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179 (	)
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (	)

НСМ 1
ВИД-КЗ AB0

УЗЕЛ-КЗ	1046
Упа=119.5/-0	Z1=1.269+j4.612 Z2=1.269+j4.612 Z0=2.239+j12.215

Замеры

60-59	I1	1958	-76	I2	1403	-15
	K1	2.638/0.000				

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	60-59
ЗНАЧЕНИЕ	IPAB=510
ФОРМУЛА	K2=1.5*IPAB/MOD(I2)
НСМ	1
ВИД-КЗ	A0
УЗЕЛ-КЗ	1046
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179 (	)
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (	)

НСМ 1
ВИД-КЗ A0

УЗЕЛ-КЗ	1046
Упа=119.5/-0	Z1=1.269+j4.612 Z2=1.269+j4.612 Z0=2.239+j12.215

Замеры

60-59	I1	745	-78	I2	728	-78
	K2	1.050/0.000				

Тогда для полукompлекта со стороны ПС 110 кВ Мельниково

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	1046-88
ЗНАЧЕНИЕ	IPAB=510
ФОРМУЛА	K1=1.5*(MOD(I1)+IPAB)/MOD(I2)
НСМ	1
ВИД-КЗ	AB0

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

УЗЕЛ-КЗ 60
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрезим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()
ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()
ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8)
НСМ 1
ВИД-КЗ А0

УЗЕЛ-КЗ 60
U_{па}=120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.099+j17.079
Замеры
1046-88 I1 2519 -74 I2 1856 -12
K1 2.448/0.000

ВЕЛИЧИНА I1 I2
ВЕТВЬ 1046-88
ЗНАЧЕНИЕ I_{РАБ}=510
ФОРМУЛА K2=1.5*I_{РАБ}/MOD(I2)
НСМ 1
ВИД-КЗ А0
УЗЕЛ-КЗ 60
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрезим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()
ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()
ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8)
НСМ 1
ВИД-КЗ А0

УЗЕЛ-КЗ 60
U_{па}=120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.099+j17.079
Замеры
1046-88 I1 914 -77 I2 886 -76
K2 0.863/0.000

Окончательно коэффициент манипуляции выбирается наибольшим из рассчитанных для полукомплектов и обязательно одинаковым для концов ВЛ. Коэффициент манипуляции для обоих полукомплектов принят 6 (значение принято согласно действующей карты уставок со стороны ПС 110 кВ Максимовская).

Чувствительность органа манипуляции определяется коэффициентом чувствительности, который выбирается минимальным из полученных по следующим формулам значений:

- 1) при двухфазном КЗ на землю:

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

$$k_q = \frac{\left| I_{2\text{ мин}}^{1.1} - \frac{I_{1\text{ мин}}^{1.1}}{k_m} \right|}{I_{2\text{ бл}}} \geq 1,3;$$

где $I_{2\text{ бл}}$ – порог срабатывания блокирующего ИО по току обратной последовательности, А.

2) при однофазном КЗ на землю:

$$k_q = \frac{\left| I_{2\text{ мин}}^1 - \frac{I_{\text{раб макс}}}{k_m} \right|}{I_{2\text{ бл}}} \geq 1,3.$$

3) при трехфазном КЗ:

$$k_q = \frac{I_{1\text{ мин}}}{k_m \cdot I_{2\text{ бл}}} \geq 1,3.$$

Чувствительность коэффициента манипуляции полукомплекта со стороны ПС 110 кВ Максимовская:

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТЬВЬ	60-59
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=120 IРАБ=510 КМАН=6
ФОРМУЛА	КЧ1=MOD(I2- (I1/КМАН)) / I2БЛ
НСМ	1
ВИД-КЗ	АВ0
УЗЕЛ-КЗ	1046
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179 (	)
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (	)
НСМ	1	
ВИД-КЗ	АВ0	
УЗЕЛ-КЗ	1046	
Упа=119.5/-0	Z1=1.269+j4.612	Z2=1.269+j4.612 Z0=2.239+j12.215
Замеры		
60-59	I1 1958 -76	I2 1403 -15
КЧ1 10.665/0.000		

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТЬВЬ	60-59
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=120 IРАБ=510 КМАН=6
ФОРМУЛА	КЧ2=MOD(I2- (IРАБ/КМАН)) / I2БЛ
НСМ	1
ВИД-КЗ	А0
УЗЕЛ-КЗ	1046
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179 (	)
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (	)
НСМ	1	
ВИД-КЗ	А0	
УЗЕЛ-КЗ	1046	
Упа=119.5/-0	Z1=1.269+j4.612	Z2=1.269+j4.612 Z0=2.239+j12.215

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

		Замеры					
60-59	I1	745	-78	I2	728	-78	
		КЧ2	5.967/0.000				
ВЕЛИЧИНА	I1 I2						
ВЕТВЬ	60-59						
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=120 IРАВ=510 КМАН=6						
ФОРМУЛА	КЧ3=MOD(I1) / (КМАН*I2БЛ)						
НСМ	1						
ВИД-КЗ	АВС						
УЗЕЛ-КЗ	1046						
ПОДРЕЖИМ	1						
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/1790/1788/1780						
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133						

РЕЗУЛЬТАТЫ				РАСЧЕТА			
				Подрежим 1			
ЭЛЕМЕНТ	131/128/141/179(			)			
ЭЛЕМЕНТ	129/129/133 (			)			
				НСМ	1		
				ВИД-КЗ	АВС		
УЗЕЛ-КЗ	1046						
Uпа=119.5/-0	Z1=1.269+j4.612	Z2=1.269+j4.612	Z0=2.239+j12.215				
Замеры							
60-59	I1	3361	-76	I2	0	0	
		КЧ3	4.668/0.000				

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $kч>1,3$.
Чувствительность коэффициента манипуляции полукомплекта со стороны ПС 110 кВ
Мельниково:

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	1046-88
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=120 IРАВ=510 КМАН=6
ФОРМУЛА	КЧ1=MOD(I2- (I1/КМАН)) / I2БЛ
НСМ	1
ВИД-КЗ	АВ0
УЗЕЛ-КЗ	60
ПОДРЕЖИМ	1
ЭЛЕМЕНТ	7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ	6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ	518/37
ЭЛЕМЕНТ	521/1081
ЭЛЕМЕНТ	519/39
ЭЛЕМЕНТ	520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ		РАСЧЕТА	
Подрежим 1			
ЭЛЕМЕНТ	7/40/105/108	(	)
ЭЛЕМЕНТ	6/39/101/108	(	)
ЭЛЕМЕНТ	518/37	(	)
ЭЛЕМЕНТ	521/1081	(	)
ЭЛЕМЕНТ	519/39	(	)
ЭЛЕМЕНТ	520/39	(Г-8	)
	НСМ	1	
	ВИД-КЗ	АВ0	
УЗЕЛ-КЗ	60		
Uпа=120.3/-0	Z1=1.647+j5.733	Z2=1.647+j5.733	Z0=3.099+j17.079
	Замеры		
1046-88	I1	2519 -74	I2 1856 -12
	КЧ1	14.137/0.000	

ВЕЛИЧИНА	I1 I2
ВЕТВЬ	1046-88
ЗНАЧЕНИЕ	I2БЛ=120 IРАВ=510 КМАН=6
ФОРМУЛА	КЧ2=MOD(I2- (IРАВ/КМАН)) / I2БЛ

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

НСМ 1
ВИД-КЗ А0
УЗЕЛ-КЗ 60
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()
ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()
ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8)

НСМ 1
ВИД-КЗ А0

УЗЕЛ-КЗ 60
Упа=120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.099+j17.079

Замеры

1046-88 I1 914 -77 I2 886 -76
КЧ2 7.252/0.000

ВЕЛИЧИНА I1 I2
ВЕТВЬ 1046-88
ЗНАЧЕНИЕ I2БЛ=120 IPAB=510 КМАН=6
ФОРМУЛА КЧ3=MOD(I1) / (КМАН*I2БЛ)
НСМ 1
ВИД-КЗ ABC
УЗЕЛ-КЗ 60
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108
ЭЛЕМЕНТ 518/37
ЭЛЕМЕНТ 521/1081
ЭЛЕМЕНТ 519/39
ЭЛЕМЕНТ 520/39

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Подрежим 1

ЭЛЕМЕНТ 7/40/105/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 6/39/101/108 ()
ЭЛЕМЕНТ 518/37 ()
ЭЛЕМЕНТ 521/1081 ()
ЭЛЕМЕНТ 519/39 ()
ЭЛЕМЕНТ 520/39 (Г-8)

НСМ 1
ВИД-КЗ ABC

УЗЕЛ-КЗ 60
Упа=120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.099+j17.079

Замеры

1046-88 I1 4374 -73 I2 0 0
КЧ3 6.076/0.000

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям $kч>1,3$.
Уставка ОСФ по углу блокирования действия защиты на отключение принята 60.

Выбор параметров реле сопротивления Zotv и Zotkl

Расчётное сопротивление срабатывания реле выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором ответвления. Также должна обеспечиваться чувствительность при КЗ на шинах ВН ПС ответвления и при КЗ в конце защищаемой линии.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Для защиты со стороны ПС 110 кВ Максимовская принято согласно действующей карты уставок:
Z=35 Ом, Круг, Фмч=70гр, см.6-10%.

Для защиты со стороны ПС 110 кВ Мельниково

ЭЛ ВЛ-110 МЕЛЬНИКОВО-МАКСИМОВСКАЯ ПС МЕЛЬНИКОВО
Защита 1171 Тип ЗДФЗ Ступень 1
Ветвь 1046-88 КТТ 1200/5
Узел КТН 1100 СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Чувствительность при КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме	XУ	18.4	3.09	ВИД-КЗ АВС	ЭЛ 7/40/105/108	ZCA=6.44 68
	RY	10.0	178.04	УЗЕЛ-КЗ 60	ЭЛ 6/39/101/108	Ip=3788 47
	ФМЧ	68	Kчзр=		ЭЛ 518/37	
	Ф2	-15	1.74		ЭЛ 521/1081	
	Ф3	115			ЭЛ 519/39	
	XBT	4.01			ЭЛ 520/39	
	RBT	2.18				
	УТР	0.50	31.57			
	XУ	18.4	3.09	ВИД-КЗ ВС	ЭЛ 7/40/105/108	ZBC=6.44 68
	RY	10.0	178.05	УЗЕЛ-КЗ 60	ЭЛ 6/39/101/108	IB=3786 -163
	ФМЧ	68	Kчзр=		ЭЛ 518/37	
	Ф2	-15	1.74		ЭЛ 521/1081	
	Ф3	115			ЭЛ 519/39	
	XBT	4.01			ЭЛ 520/39	
	RBT	2.18				
	УТР	0.50	31.55			

Принятые значения уставок:

X _{перв} , Ом	18,4			
R _{перв} , Ом	10,0			
X _{втор} , Ом	4,01			
R _{втор} , Ом	2,18			
Ф _{мч}	68°			

Примечание:
Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Kч>1.5 при КЗ в конце своей линии.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

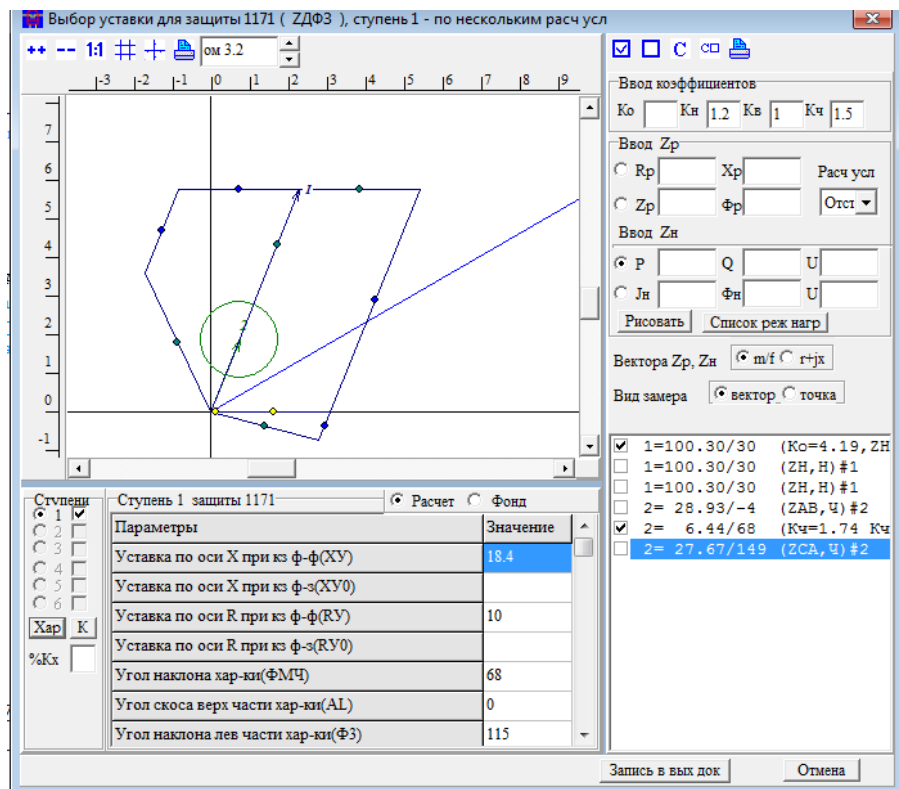


Рисунок 8 – Характеристика срабатывания реле сопротивления

Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по току

$M0$ используется только для линий с ответвлениями без питания и выбирается одинаковым для обоих концов линии. Уставка по току нулевой последовательности $3I0_M0$ уст выбирается исходя из отстройки от тока небаланса нулевой последовательности, определяемого погрешностью трансформаторов тока $I0$ нб ТТ в максимальном рабочем режиме, от тока небаланса нулевой последовательности, вызванного несимметрией в первичной сети $3I0$ нб несим. От броска НТ отстраивать не надо, т.к. алгоритм реле мощности обеспечивает отстройку от броска тока намагничивания.

$$3I0_{M0} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot (3I0_{нб\ ТТ} + 3I0_{нб\ несим}),$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принят 2,0;

k_B – коэффициент возврата, принят 0,9;

$3I0_{нб\ несим} = 0,02 I_{нагр}$ – расчетный ток небаланса;

$3I0_{нб\ ТТ} = 0,03 I_{нагр}$ – расчетный ток небаланса;

Тогда

$$3I0_{M0} = \frac{3}{0,95} \cdot (0,02 \cdot 510 + 0,03 \cdot 510) = 80,5 \text{ A.}$$

Принятое значение уставки $3I0_{M0} = 100 \text{ A}$.

Чувствительность органа направления мощности определяется коэффициентом чувствительности:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{3I_{0\text{ КЗ мин}}}{3I_{0\text{ М0}}} \geq 2,$$

где $3I_{0\text{ мин}}$ – минимальное значение тока нулевой последовательности в месте установки защиты при земляном КЗ в конце зоны действия защиты, А.

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Максимовская в минимальном режиме****

60 1-однофазное КЗ (А0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента									
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента									
40-2371 Элемент 1295 Отключение без заземления элемента									
1080-39 Элемент 519 Отключение без заземления элемента									
38-39 Элемент 520 Отключение без заземления элемента									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									

Суммарные величины в узле КЗ:									
Uпа=120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.201+j17.430									
I1сум 2345 103 I2сум 2345 103 3I0сум 7034 103									
IАсум 7034 103 IВсум 0 0 IСсум 0 0									
IАВсум 7034 103 IВСсум 0 0 IСАсум 7034 -77									

1046-88 IА 2530 -77 IВ 144 117 IС 137 98									
I1 903 -77 I2 875 -76 3I0 2254 -77									
UА 37.79 -1 UВ 73.60 -124 UС 72.76 125									
U1 61.23 -0 U2 8.39 -180 3U0 45.19 -178									

**** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Максимовская в минимальном режиме****

60 1,1-двухфазное КЗ на землю (ВС0)									
**** К О М М У Т А Ц И И ****									
104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента									
100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента									
40-2371 Элемент 1295 Отключение без заземления элемента									
1080-39 Элемент 519 Отключение без заземления элемента									
38-39 Элемент 520 Отключение без заземления элемента									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									

Суммарные величины в узле КЗ:									
Uпа=120.3/-0 Z1=1.647+j5.733 Z2=1.647+j5.733 Z0=3.201+j17.430									
I1сум 6658 105 I2сум 4986 -73 3I0сум 5034 -79									
IАсум 0 0 IВсум 10185 2 IСсум 10595 -150									
IАВсум 10185 -178 IВСсум 20166 16 IСАсум 10595 -150									

1046-88 IА 117 -75 IВ 3807 -176 IС 3963 29									
I1 2513 -74 I2 1861 108 3I0 1613 101									
UА 74.40 0 UВ 33.62 -134 UС 30.72 127									
U1 45.85 -2 U2 17.84 4 3U0 32.34 0									

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Мельниково

$$k_{\text{ч}} = \frac{1613}{100} = 16 \geq 2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям.

Выбор уставки органа направления мощности нулевой последовательности по напряжению

Согласовано:					
Иув. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Уставка по напряжению нулевой последовательности $3U_{0_M0}$ выбирается исходя из отстройки от напряжения небаланса

$$3U_{0_M0} = 0,02 \cdot U_{\text{ном}} = 0,02 \cdot 115 = 2,3 \text{ кВ.}$$

Принятое значение уставки $3U_{0_M0} = 3 \text{ кВ.}$

Чувствительность органа направления мощности определяется коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3U_{0 \text{ кз мин}}}{3U_{0_M0}} > 2,$$

где $3U_{0 \text{ мин}}$ – минимальное утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки полукompлекта при земляном КЗ в конце защищаемой линии, кВ;

$3U_{0_M0}$ – минимальное напряжение, при котором действует реле направления мощности, кВ

****** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Максимовская в минимальном режиме******

60 1-однофазное КЗ (А0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента

100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента

40-2371 Элемент 1295 Отключение без заземления элемента

1080-39 Элемент 519 Отключение без заземления элемента

38-39 Элемент 520 Отключение без заземления элемента

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{\text{па}}=120.3/-0$ $Z1=1.647+j5.733$ $Z2=1.647+j5.733$ $Z0=3.201+j17.430$

I1сум 2345 103 I2сум 2345 103 3I0сум 7034 103

IAсум 7034 103 IBсум 0 0 ICсум 0 0

IABсум 7034 103 IBCсум 0 0 ICАсум 7034 -77

1046-88	IA	2530	-77	IB	144	117	IC	137	98
	I1	903	-77	I2	875	-76	3I0	2254	-77
	UA	37.79	-1	UB	73.60	-124	UC	72.76	125
	U1	61.23	-0	U2	8.39	-180	3U0	45.19	-178

****** Ток через защиту со стороны ПС 110 кВ Мельниково при КЗ вблизи шин ПС 110 кВ Максимовская в минимальном режиме******

60 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)

**** К О М М У Т А Ц И И ****

104-40 Элемент 7 Отключение без заземления элемента

100-39 Элемент 6 Отключение без заземления элемента

40-2371 Элемент 1295 Отключение без заземления элемента

1080-39 Элемент 519 Отключение без заземления элемента

38-39 Элемент 520 Отключение без заземления элемента

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

$U_{\text{па}}=120.3/-0$ $Z1=1.647+j5.733$ $Z2=1.647+j5.733$ $Z0=3.201+j17.430$

I1сум 6658 105 I2сум 4986 -73 3I0сум 5034 -79

IAсум 0 0 IBсум 10185 2 ICсум 10595 -150

IABсум 10185 -178 IBCсум 20166 16 ICАсум 10595 -150

1046-88	IA	117	-75	IB	3807	-176	IC	3963	29
	I1	2513	-74	I2	1861	108	3I0	1613	101
	UA	74.40	0	UB	33.62	-134	UC	30.72	127
	U1	45.85	-2	U2	17.84	4	3U0	32.34	0

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Мельниково

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

$$k_{\text{ч}} = \frac{32,34}{3,0} = 10,8 > 2.$$

Таблица 29 – Сводная таблица уставок ДФЗ ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково

Уставка ДФЗ		ПС 110 кВ Мельниково	ПС 110 кВ Максимовская
		К _{тт} =1200/5	К _{тт} =600/5
		Первичная величина, А	Первичная величина, А
ПО	Iл_бл	1400,0	1400,0
	Iл_откл	2800,0	2800,0
	I2_бл	120,0	-
	I2_откл.	240,0	240,0
	3I0_бл	выведен	-
	3I0_откл	выведен	-
	dI2_бл	выведен	-
	dI2_откл	выведен	-
	dI1_бл	выведен	-
	dI1_откл	выведен	-
R_откл		10	-
X_откл		18,4	-
Z_откл		-	35,0 (круг)
фмч		68,0	70,0
Смещение		-	6-10%
φ4		0,0	-
км		6,0	6,0
ОСФ		60,0	60,0
Отстройка от КЗ за ответвлением	Rотв	10	-
	Xотв	18,4	-
	φ2	-15,0	-
	φ3	115,0	-
	φ4	0,0	-
	Kсм_отв	0,0	-
	3I0_м0	100,0	-
	3U0_м0	3,0	-

11.2 Выбор параметров срабатывания комплекта ступенчатых защит линии со стороны ПС 110 кВ Мельниково

Так как расчётные условия для выбора уставок КСЗ ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково (в цепи Т-1, Т-2) и ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково (в цепи Т-3, Т-4) одинаковые, и с учётом того, что параметры сети, влияющие, на величину и распределение токов КЗ не изменяются, уставки КСЗ ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково (в цепи Т-3, Т-4) приняты равным КСЗ ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково (в цепи Т-1, Т-2).

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 30 – Уставки дистанционной защиты

Степень	Сопротивление Z, Ом	Время срабатывания защиты, с	Примечание
1 степень	4,6	0,0с	Блок. при кач.
2 степень	13,9	1,3с ОУ 0,3с	Блок. при кач.
3 степень	54,0	4,1с АУ 0,0с	
4 степень	105,0	5,4с	

Таблица 31 – Уставки токовых защит

Степень	Ток срабатывания, А	Время срабатывания защиты, с	Примечание
1 степень ТЗНП	4700,0	0,0с	Направлена в линию
2 степень ТЗНП	3200,0	1,3с	Направлена в линию
3 степень ТЗНП	1800,0	1,8с ОУ 0,3с АУ 0,3с	Направлена в линию. АУ с выводом направленности
4 степень ТЗНП	198,0	4,5с	Направлена в линию
1 степень АМТЗ	3000,0	0,3с	Вводится автоматически при неисправности цепей напряжения
1 степень ТЗОП	1200,0	0,3с	Вводится автоматически при неисправности цепей напряжения

12 Выбор параметров срабатывания защит СВ 110 кВ

Состав защит определен в соответствие с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 глава 12.14.

Максимальная токовая защита

ЭЛ СВ-110 МЕЛЬНИК

Защита 11

Ветвь 1044-1046

Узел

Тип МФТЗ

КТТ 1200/5

КТН

ПС МЕЛЬНИКОВО

Степень 1

СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
Отстройка от максимального тока нагрузки. За ток нагрузки принят первичный ток ТТ.						
НАГРУЗКА	УСТ	1467			КН=1.10 КВРТ=0.9 КСАМ=1.0 JH=1200	
Принятое значение уставки: 1500 А.						
Чувствительность при КЗ на шинах ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме.						
Режим 1: отключена ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками.						
Режим 2: отключена ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково						
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	1500 1.00 ABC	6.82	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 1046	ЭЛ 117/60/1046	IC=10227 17 Ip=10227 17

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
	УСТ КСХ РТ	1500 1.00 ABC	2.66	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 116/40/472/1044	IC=3988 -161 Ip=3988 -161

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546 ($K_{\text{ч}} > 1.5$).

Принятые значения уставок:

Иперв = 1500 А;

Ивтор = 6,25 А.

Выдержка времени

$T_{\text{сз}} = 0$ с.

Степень вводится при опробовании СШ-110 кВ

ЭЛ СВ-110 МЕЛЬНИК

Защита 11

Ветвь 1044-1046

Узел

Тип МФТЗ

КТТ 1200/5

КТН

ПС МЕЛЬНИКОВО

Степень 2

СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Отстройка от максимального тока нагрузки. За ток нагрузки принят первичный ток ТТ.						
НАГРУЗКА	УСТ	1467			КН=1.10 КВРТ=0.9 КСАМ=1.0 JH=1200	

Принятое значение уставки: 1500 А.

Чувствительность при КЗ на шинах ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме.

Режим 1: отключена ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками.

Режим 2: отключена ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1500	6.82	ВИД-КЗ ВС	ЭЛ 117/60/1046	IC=10227 17
	КСХ	1.00		УЗЕЛ-КЗ 1046		Ip=10227 17
	РТ	ABC				
	УСТ	1500	2.66	ВИД-КЗ ВС	ЭЛ 116/40/472/1044	IC=3988 -161
	КСХ	1.00		УЗЕЛ-КЗ 1044		Ip=3988 -161
	РТ	ABC				

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546 ($K_{\text{ч}} > 1.5$).

Принятые значения уставок:

Иперв = 1500 А;

Ивтор = 6,25 А.

Выдержка времени согласована с выдержкой времени 1 ступени МТЗ СВ-110 кВ с учётом ступени селективности 0.3 с

$T_{\text{сз}} = 0 + 0.3 = 0.3$ с.

Степень вводится при опробовании СШ-110 кВ

Токовая защита нулевой последовательности

ЭЛ СВ-110 МЕЛЬНИК

Защита 11

Ветвь 1044-1046

Узел

Тип ТЗНП

КТТ 1200/5

КТН

ПС МЕЛЬНИКОВО

Степень 1

СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Уставка выбрана по условию обеспечения требуемой чувствительности при КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково ($K_{\text{ч}} > 1.5$)						
Чувствительность при КЗ на шинах ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме.						
Режим 1: отключена ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками.						
Режим 2: отключена ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково						

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1500	5.12	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 1046	ЭЛ 117/60/1046	3I0=7675 -77 3U0=117.32 -178
	УСТ	1500	3.79	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 1046	ЭЛ 117/60/1046	3I0=5678 102 3U0=86.80 1
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1500	-2.44	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 116/40/472/1044	3I0=3663 107 3U0=97.08 -177
	УСТ	1500	-2.02	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 116/40/472/1044	3I0=3037 -75 3U0=80.50 1

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546 ($K_{\text{ч}} > 1.5$).

Принятые значения уставок:

Иперв = 1500 А;

Ивтор = 6,25 А.

Выдержка времени

$T_{\text{сз}} = 0$ с.

Степень вводится при опробовании СШ-110 кВ.

Режим работы ступени – не направленная.

ЭЛ СВ-110 МЕЛЬНИК

Защита 11

Ветвь 1044-1046

Узел

Тип ТЗНП

КТТ 1200/5

КТН

ПС МЕЛЬНИКОВО

Степень 2

СЕТЬ: А0 ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
--------------	-----	------	---	-------------	----------	-------------

Уставка выбрана по условию обеспечения требуемой чувствительности при КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково ($K_{\text{ч}} > 1,5$)

Чувствительность при КЗ на шинах ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме.

Режим 1: отключена ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками.

Режим 2: отключена ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1500	5.12	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 1046	ЭЛ 117/60/1046	3I0=7675 -77 3U0=117.32 -178
	УСТ	1500	3.79	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 1046	ЭЛ 117/60/1046	3I0=5678 102 3U0=86.80 1
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1500	-2.44	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 116/40/472/1044	3I0=3663 107 3U0=97.08 -177
	УСТ	1500	-2.02	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 116/40/472/1044	3I0=3037 -75 3U0=80.50 1

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям Приказа МЭ РФ №546 ($K_{\text{ч}} > 1.5$).

Принятые значения уставок:

Иперв = 1500 А;

Ивтор = 6,25 А.

Выдержка времени согласована с выдержкой времени 1 ступени ТЗНП СВ-110 кВ с учётом ступени селективности 0.3 с

$T_{\text{сз}} = 0 + 0.3 = 0.3$ с.

Степень вводится при опробовании СШ-110 кВ.

Режим работы ступени – не направленная.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

13 Оценка отклонений от требований селективности и чувствительности существующих защит питающих линий

Для оценки отклонений от требований селективности и чувствительности действующих уставок устройств РЗА питающих линий выполнены:

- 1. Проверка отстройки 2х ступеней дистанционной защиты от КЗ за вновь установленными трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково;
- 2. Проверка согласования последней ступени дистанционной защиты ЛЭП с МТЗ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково;
- 3. Проверка обеспечения дальнего резервирования последней ступени ДЗ при КЗ за вновь установленными трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково.

При определении сопротивлений срабатывания вторых ступеней дистанционной защиты должно учитываться условие отстройки от замыканий на шинах СН/НН смежных подстанций.
Проверка 2 ступени ДЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

ЭЛ ВЛ-110 ИГЭС-МЕЛЬНИКОВО

Защита 1161

Ветвь 40-80

Узел

Тип ДЗ

КТТ 1000/5

КТН 1100

ПС ИГЭС110

Степень 2

СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Отстройка от КЗ на шинах СН/НН ПС 110 кВ Мельниково.						
Режим 1: нормальный.						
Режим 2: отключен СВ-110 кВ ПС 110 кВ Мельниково						
ОТСТРОЙКА Режим 1	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3 AL	76.3 45.0 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7		ZCA=89.79 89
Режим 1	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3 AL	112.0 66.1 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 9		ZCA=131.76 89
ОТСТРОЙКА Режим 2	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3 AL	57.6 34.0 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7	ОТКЛ 0 1044-1046	ZCA=67.84 89
Режим 2	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3 AL	84.5 49.9 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 9	ОТКЛ 0 1044-1046	ZCA=99.47 89
ОТСТРОЙКА Режим 1	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3 AL	73.3 43.2 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ BC УЗЕЛ-КЗ 7		ZBC=103.92 59 (формула)
Режим 1	XU RV	107.9 63.7	0.85	ВИД-КЗ BC УЗЕЛ-КЗ 9		ZBC=152.05 59 (формула)

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

	ФМЧ Ф2 Ф3 AL	67 -15 115 0				
ОТСТРОЙКА Режим 2	XУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3 AL	55.0 32.5 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 7	ОТКЛ 0 1044-1046	ZBC=78.78 58 (формула)
Режим 2	XУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3 AL	81.2 47.9 67 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 9	ОТКЛ 0 1044-1046	ZBC=115.30 59 (формула)

Действующее значение уставок:
2 ступень
Хуст=6,44 Ом
Руст=5,0 Ом

Расчётное сопротивление при условии отстройки от КЗ за трансформатором ПС 110 кВ Мельниково больше действующего значения уставки. Соответственно отстройка обеспечивается.

Согласовано:

Инов. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

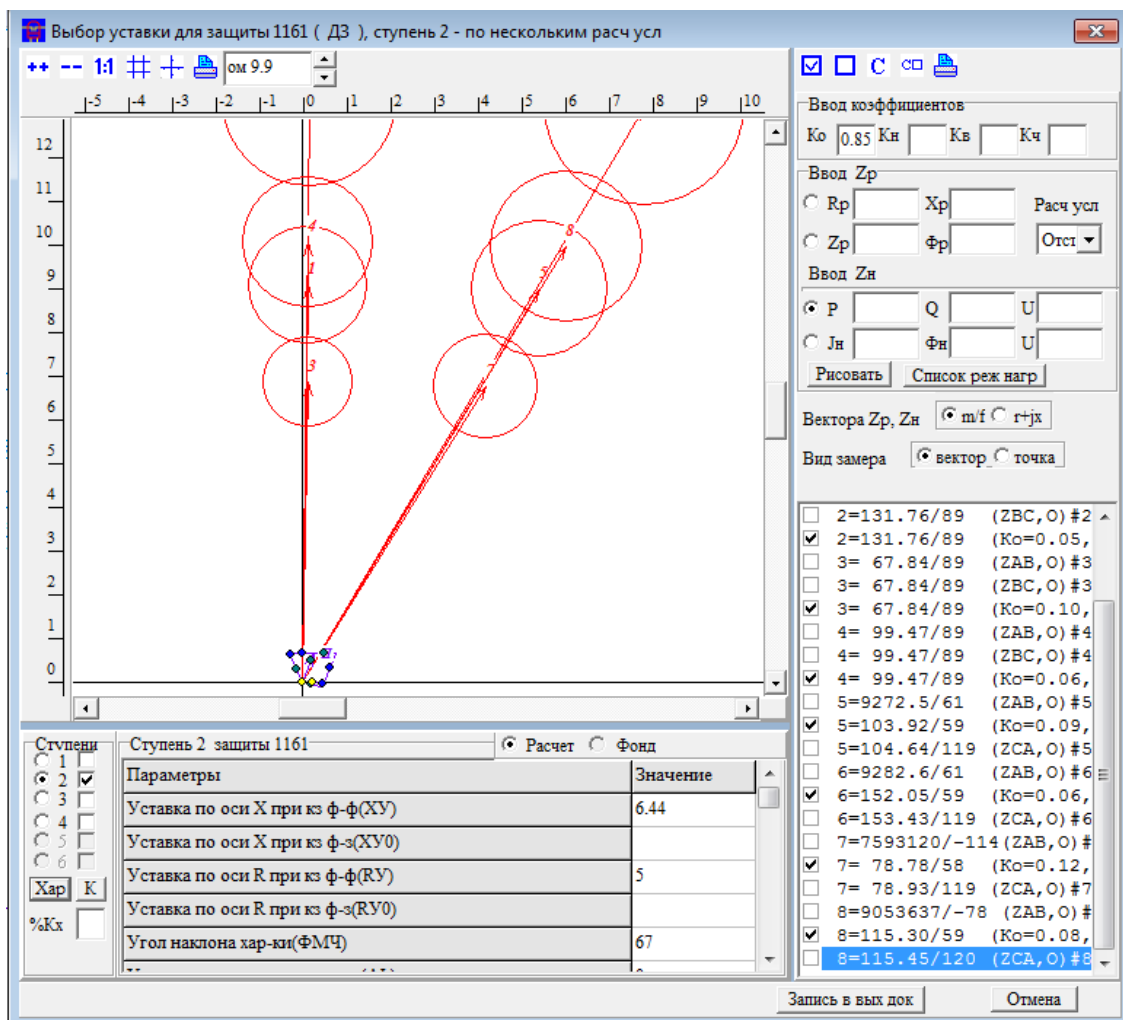


Рисунок 9 - Проверка отстройки 2й ступени ДЗ от КЗ на шинах СН/НН ПС 110 кВ Мельниково

Проверка 2 ступени ДЗ ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково

ЭЛ ВЛ-110 МЕЛЬНИКОВО-МАКСИМОВСКАЯ ПС МАКСИМОВСКАЯ
 Защита 1172 Тип ЭПЗ-1636 Ступень 2
 Ветвь 60-59 КТТ 600/5
 Узел КТН 1100 СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Отстройка от КЗ на шинах СН/НН ПС 110 кВ Мельниково.						
Режим 1: нормальный.						
Режим 2: отключен СВ-110 кВ ПС 110 кВ Мельниково						
ОТСТРОЙКА	УСТ	183.3	0.85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=256.71 89
Режим 1	ZMAK	183.3	Котс=	УЗЕЛ-КЗ 8		
	ФМЧ	65	0.67			
Режим 1	УСТ	183.3	0.85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=385.01 90
	ZMAK	183.3	Котс=	УЗЕЛ-КЗ 10		
	ФМЧ	65	0.45			
ОТСТРОЙКА	УСТ	63.8	0.85	ВИД-КЗ АВС	ОТКЛ 0 1044-1046	ZCA=70.02 88
Режим 2	ФМЧ	65		УЗЕЛ-КЗ 8		
Режим 2	УСТ	93.1	0.85	ВИД-КЗ АВС	ОТКЛ 0 1044-1046	ZCA=101.64 89
	ФМЧ	65		УЗЕЛ-КЗ 10		

Расчётное сопротивление при условии отстройки от КЗ за трансформатором ПС 110 кВ Мельниково больше действующего значения уставки. Соответственно отстройка обеспечивается.

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ	Лис
							11.
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ИНВ. № ПОДЛ.

	Φ2 Φ3 RH1 ΦH1 XBT RBT JTP	-15 115 15.0 48 9.49 4.00 0.50	0.57 6.34		ЭЛ 521/1081 ЭЛ 519/39 ЭЛ 520/39	
	XУ RУ ФМЧ Φ2 Φ3 RH1 ΦH1 XBT RBT JTP	52.2 22.0 80 -15 115 15.0 48 9.49 4.00 0.50	0.39 0.42 KЧзр= 0.40 4.44	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 7/40/105/108 ЭЛ 6/39/101/108 ЭЛ 518/37 ЭЛ 521/1081 ЭЛ 519/39 ЭЛ 520/39	ZBC=153.75 60 (формула) IB=444 179

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям Приказа МЭ №546 при КЗ за трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково в зоне дальнего резервирования ($kч < 1.2$). Согласно п.25 Приказа МЭ №546 «При невозможности одновременного выполнения требований к чувствительности устройств РЗ, выполняющих функции дальнего резервирования, и требований селективности действия устройств РЗ приоритет должен быть отдан обеспечению требований к чувствительности устройств РЗ». Ввиду этого, уставка 4й ступени ДЗ выбрана по условию обеспечения чувствительности при КЗ за трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково.

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ RУ ФМЧ Φ2 Φ3 RH1 ΦH1 XBT RBT JTP	164.0 84.0 80 -15 115 15.0 48 29.8 15.3 0.50	1.79 5.74 KЧзр= 1.44 6.32	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 7	ЭЛ 7/40/105/108 ЭЛ 6/39/101/108 ЭЛ 518/37 ЭЛ 521/1081 ЭЛ 519/39 ЭЛ 520/39	ZCA=91.87 89 Ip=632 31 (Граф расч)
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ RУ ФМЧ Φ2 Φ3 RH1 ΦH1 XBT RBT JTP	164.0 84.0 80 -15 115 15.0 48 29.8 15.3 0.50	1.23 3.90 KЧзр= 1.23 4.42	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 7/40/105/108 ЭЛ 6/39/101/108 ЭЛ 518/37 ЭЛ 521/1081 ЭЛ 519/39 ЭЛ 520/39	ZCA=133.16 89 Ip=442 31 (Граф расч)
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ RУ ФМЧ Φ2 Φ3 RH1 ΦH1 XBT RBT JTP	164.0 84.0 80 -15 115 15.0 48 29.8 15.3 0.50	1.79 2.19 KЧзр= 1.19 6.34	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 7	ЭЛ 7/40/105/108 ЭЛ 6/39/101/108 ЭЛ 518/37 ЭЛ 521/1081 ЭЛ 519/39 ЭЛ 520/39	ZAB=2503 81 (формула) IB=634 180 (Граф расч)
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ RУ ФМЧ Φ2 Φ3 RH1 ΦH1 XBT	164.0 84.0 80 -15 115 15.0 48 29.8	1.23 1.59 KЧзр= 1.20	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 9	ЭЛ 7/40/105/108 ЭЛ 6/39/101/108 ЭЛ 518/37 ЭЛ 521/1081 ЭЛ 519/39 ЭЛ 520/39	ZAB=2503 81 (формула) IB=444 179 (Граф расч)

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ

Лист

113

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

	RVT JTP	15.3 0.50	4.44			
--	------------	--------------	------	--	--	--

Принятые значения уставок:

X _{перв} , Ом	164,0					
R _{перв} , Ом	84,0					
X _{втор} , Ом	29,8					
R _{втор} , Ом	15,3					
R _{нагр} , Ом	15,0					
φ _{нагр}	48°					
φ _{мч}	80°					
φ ₂	-15°					
φ ₃	115°					

Коэффициент чувствительности 4й ступени ДЗ удовлетворяет требованиям Приказа МЭ №546 при КЗ за трансформатором ПС 110 кВ Мельниково (кч>1.2).

Выдержка времени согласована с выдержкой времени МТЗ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково с учётом ступени селективности 0,3 с.:

$$t_{cp} = 3,30 + 0,30 = 3,60 \text{ с.}$$

Выдержка времени принята согласно действующей карты уставок

$$t_{cp} = 5,4 \text{ с.}$$

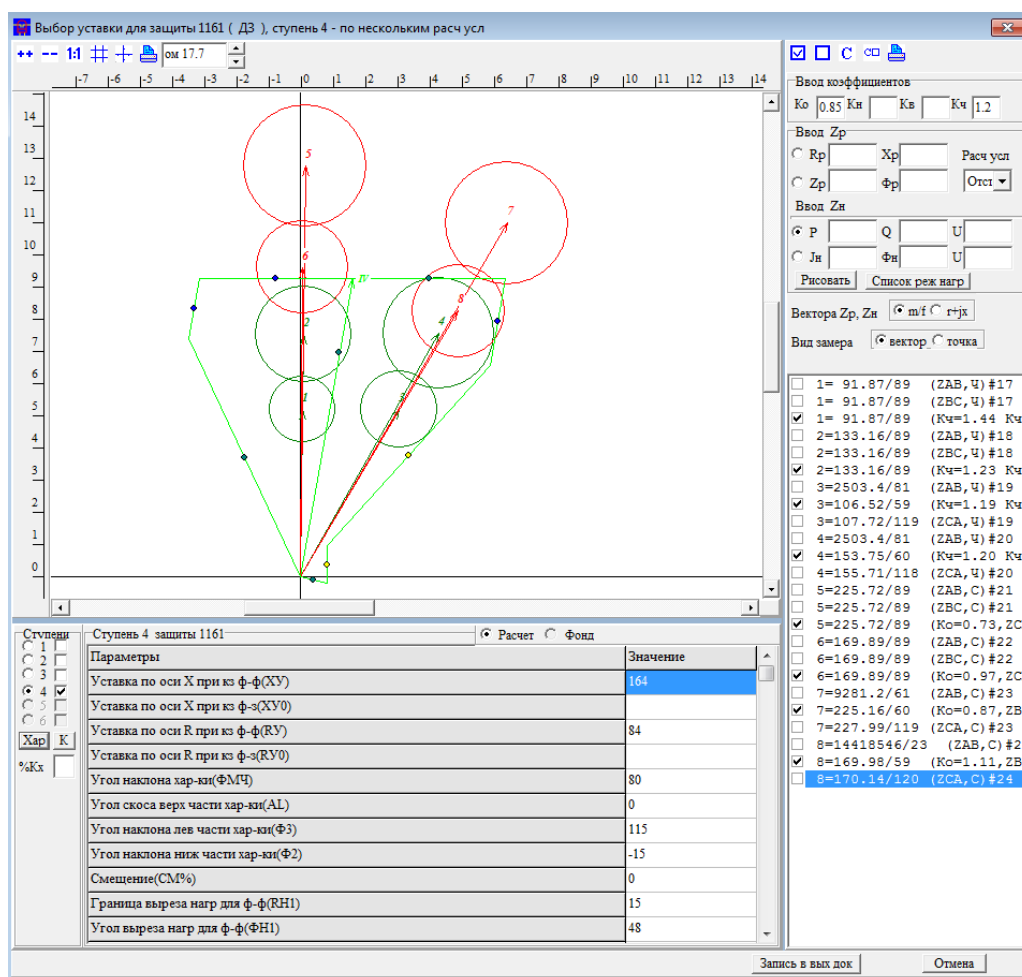


Рисунок 11 - Проверка чувствительности 4 ступени ДЗ при КЗ на шинах СН/НН ПС 110 кВ Мельниково

Проверка 3 ступени ДЗ ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	----------	------	--------	-------	------

ЭЛ ВЛ-110 МЕЛЬНИКОВО-МАКСИМОВСКАЯ
Защита 1172
Ветвь 60-59
Узел

Тип ЭПЗ-1636
КТТ 600/5
КТН 1100

ПС МАКСИМОВСКАЯ
Ступень 3
СЕТЬ:АО ИЭСК - ПС 110 кВ Мельниково 2025 год

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
--------------	-----	------	---	-------------	----------	-------------

Согласование 3й ступени ДЗ с МТЗ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково.
Режим 1: нормальный.

Режим 2: отключен СВ-110 кВ ПС 110 кВ Мельниково

СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 401 Т=3.30 защита 41 МФТЗ (1046-2) ЭЛ:МЕЛЬНИКОВО Т-4 ПС:МЕЛЬНИКОВО	УСТ ЗМАК ФМЧ	275.0 275.0 65	0.85 Котс= 0.38	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 8 Z1д=0.000+j0.860 Z0д=0.000+j0.860		ZCA=686.44 91 IA(B)=401 -90
	УСТ ФМЧ	149.5 65	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 8 Z1д=0.000+j0.777 Z0д=0.000+j0.777	ОТКЛ 0 1044-1046	ZCA=163.25 89 IA(B)=401 -88
	УСТ ЗМАК ФМЧ	275.0 275.0 65	0.85 Котс= 0.39	ВИД-КЗ ВС УЗ-КЗ_Х 8 Z1д=0.000+j0.669 Z0д=0.000+j0.669		ZBC=693.32 58 (формула) IB(B)=401 -180
	УСТ ФМЧ	139.4 65	0.85	ВИД-КЗ ВС УЗ-КЗ_Х 8 Z1д=0.000+j0.586 Z0д=0.000+j0.586	ОТКЛ 0 1044-1046	ZBC=163.19 57 (формула) IB(B)=401 -178

Чувствительность 3й ступени ДЗ при КЗ за трансформатором ПС 110 кВ Мельниково в минимальном режиме.

Чувствительность	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	35.0 65 -12 0.50 3.82 1.85	0.12 0.97	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 8	ЭЛ 131/128/141/1790/1788/1780 ЭЛ 129/129/133	ZBC=264.07 90 Ip=216 151
	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	35.0 65 -12 0.50 3.82 1.85	0.08 0.69	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 10	ЭЛ 131/128/141/1790/1788/1780 ЭЛ 129/129/133	ZCA=380.36 90 Ip=152 30
	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	35.0 65 -12 0.50 3.82 1.85	0.11 0.98	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 8	ЭЛ 131/128/141/1790/1788/1780 ЭЛ 129/129/133	ZBC=306.07 61 (формула) IB=217 178
	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	35.0 65 -12 0.50 3.82 1.85	0.08 0.69	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 10	ЭЛ 131/128/141/1790/1788/1780 ЭЛ 129/129/133	ZBC=438.54 62 (формула) IB=153 177

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям Приказа МЭ №546 при КЗ за

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково в зоне дальнего резервирования ($k_{ч} < 1.2$). Согласно п.25 Приказа МЭ №546 «При невозможности одновременного выполнения требований к чувствительности устройств РЗ, выполняющих функции дальнего резервирования, и требований селективности действия устройств РЗ приоритет должен быть отдан обеспечению требований к чувствительности устройств РЗ». Ввиду этого, уставка 3й ступени ДЗ выбрана по условию обеспечения чувствительности при КЗ за трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково.

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	275.0 80 -12 0.50 30.0 1.85	0.97 0.97	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 8	ЭЛ 129/129/133	ZBC=264.07 90 Ip=216 151 (Граф расч)
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	275.0 80 -12 0.50 30.0 1.85	0.70 0.69	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 10	ЭЛ 129/129/133	ZCA=380.36 90 Ip=152 30 (Граф расч)
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	275.0 80 -12 0.50 30.0 1.85	0.77 0.98	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 8	ЭЛ 129/129/133	ZAB=4216 83 (формула) IB=217 178 (Граф расч)
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ ФМЧ СМ% Е ЗВТ JTP	275.0 80 -12 0.50 30.0 1.85	0.57 0.69	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 10	ЭЛ 129/129/133	ZAB=4216 83 (формула) IB=153 177 (Граф расч)

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям Приказа МЭ №546 при КЗ за трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково в зоне дальнего резервирования ($k_{ч} < 1.2$), ввиду ограниченного диапазона задания уставки по сопротивлению в панели защит ЭПЗ-1636. Согласно п.150 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённых Правительством Российской Федерации от 13.08.2018 №937 (далее ПТФЭЭС) «В случаях, если невозможно обеспечить дальнейшее резервирование из-за недостаточной чувствительности защит к короткому замыканию на смежных элементах энергосистемы, на указанных элементах обеспечивается ближнее резервирование путем установки дополнительной защиты, действующей при отказе (выводе из работы) защит соответствующего элемента энергосистемы». В качестве защиты, выполняющей функцию ближнего резервирования, используется второй комплект ДЗТ с функцией токовых ступенчатых защит. Ввиду того, что изменение уставок не приводит к повышению чувствительности при КЗ за трансформатором, уставки остаются без изменений и приняты согласно действующей карты уставок.

Принятые значения уставок:

Z _{перв} , Ом	35,0				
Z _{втор} , Ом	3,8				
Ф _{мч}	65°				
Коэф. эллипс.	0,5				
Смещение	6-12%				

Выдержка времени согласована с выдержкой времени МТЗ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково с учётом ступени селективности 0,5 с. (для защит на эл.мех.базе):
 $t_{ср} = 3,3 + 0,5 = 3,8$ с.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

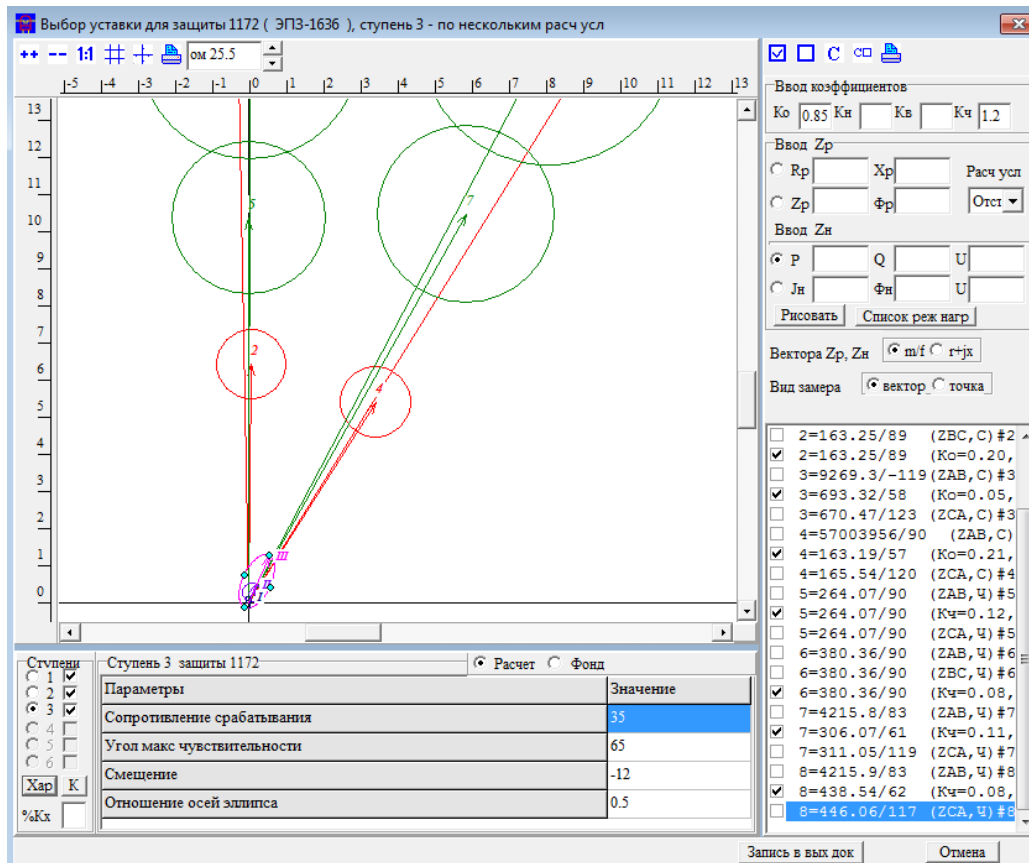


Рисунок 12 - Проверка чувствительности 3 ступени ДЗ при КЗ на шинах СН/НН
ПС 110 кВ Мельниково

14 Выбор трансформаторов тока и расчёт времени до насыщения ТТ

14.1 Выбор параметров трансформаторов тока

Технические характеристики вновь устанавливаемых трансформаторов тока определяются расчетом в соответствии с ГОСТ Р 71403-2024 «Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования РЗ в переходных режимах».

Требования к выбору номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной вторичной нагрузки трансформаторов тока

Значение номинального первичного тока ТТ необходимо выбирать из возможных значений указанного параметра ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2. При этом выбирается ближайшее по величине к $I_{доп}$ значение $I_{ном}$, удовлетворяющее условию

$$I_{ном} \geq I_{доп} \quad (82)$$

где $I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ, А;

$I_{доп}$ - длительно допустимая токовая нагрузка линии электропередачи (оборудования), А.

Для ТТ 110 кВ и 10 кВ в цепи трансформатора $I_{доп}$ принят равным номинальному току силового трансформатора с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки при температуре охлаждающего воздуха -20°C (согласно Таблицы 1 Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 г. №81) по формуле

$$I_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номТ}}}.$$
 (53)

Для ТТ 6 кВ выбор $I_{\text{доп}}$ по номинальному току трансформатора приводит к значительно высоким значениям первичного тока ТТ ($I_{\text{ном Т(10)}} = 6613 \text{ А}$), $I_{\text{доп}}$ принят с учётом величины перспективной нагрузки.

Для ТТ 110 кВ в цепи СВ $I_{\text{доп}}$ принят равным длительно допустимому току провода АС-185 с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки при температуре охлаждающего воздуха $-20^{\circ}\text{С} = 1,29$.

Значение номинального вторичного тока $I_{2\text{ном}}$ допускается принимать равным 5 А.
Значение номинальной вторичной нагрузки ТТ необходимо выбирать из возможных значений указанного параметра ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2. При этом выбирается ближайшее по величине значение $Z_{2\text{ном}}$, удовлетворяющее условию

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{\text{н.факт}}$$
 (84)

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальная вторичная нагрузка ТТ, Ом;
 $Z_{\text{н.факт}}$ - фактическое сопротивление нагрузки ТТ (Расчет нагрузок во вторичных цепях ТТ, используемых в схемах защит, необходимо выполнять с использованием расчетных формул в соответствии с ГОСТ Р 58669).

Контрольные кабели необходимо моделировать активным сопротивлением и определять по ГОСТ 22483 по формуле

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{s},$$
 (85)

где ρ – удельное сопротивление проводника, Ом*мм²/м;
 l – длина контрольного кабеля, м;
 s - площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля, мм².
Для схемы соединения группы ТТ «полная звезда» сопротивление нагрузки необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном КЗ — по формуле

$$Z_{\text{н.факт}} = r_{\text{пр}} + z_{\text{рф}}$$
 (86)

- при однофазном КЗ — по формуле

$$Z_{\text{н.факт}} = 2r_{\text{пр}} + z_{\text{рф}} + z_{\text{р0}}$$
 (87)

где $z_{\text{рф}}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты (для наиболее загруженной фазы);
 $z_{\text{р0}}$ - суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода.

Требования к выбору номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура трансформаторов тока

Выбор значений номинальной предельной кратности для трансформаторов тока класса точности 5Р, 10Р необходимо осуществлять с соблюдением следующего требования: значение номинальной предельной кратности ТТ необходимо выбирать из возможных значений

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

указанного параметра ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2. При этом выбирается ближайшее по величине значение $K_{ном}$, удовлетворяющее условию

$$K_{ном} \geq \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{рз}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{кз}}{I_{1ном}} \quad (88)$$

где $K_{ном}$ - номинальная предельная кратность. В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями, номинальную предельную кратность принимают от 5 до 30, но по требованию заказчика в нормативных документах на ТТ конкретных типов допускается устанавливать другие значения;

T_a - эквивалентная постоянная времени, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 58669;

$t_{рз}$ - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, заявленное производителем устройства РЗА, мс;

k_r - коэффициент остаточной намагниченности; для ТТ класса точности 5Р, 10Р равен 0,86;

$I_{кз}$ - максимальное значение тока КЗ, А;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток ТТ, А.

В целях уточнения расчетов допускается выбирать ближайшее по величине значение $K_{ном}$, удовлетворяющее условию

$$K_{ном} \geq \max \left\{ \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t)}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{кз}}{I_{1ном}} \right\} \text{ где } t \in (0, t_{рз}) \quad (89)$$

При этом должно выполняться условие

$$\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) \geq 1$$

Допускается скорректировать полученные значения номинальной предельной кратности или номинальной вторичной нагрузки ТТ в соответствии с зависимостью коэффициента номинальной кратности ТТ от мощности нагрузки обмоток ТТ, предоставляемой производителем ТТ в эксплуатационной документации на конкретный тип ТТ в соответствии с ГОСТ Р 70507.2.

При получении значения $K_{ном}$ больше максимального (в соответствии с ГОСТ Р 70507.2) необходимо скорректировать номинальный ток и пересчитать $K_{ном}$.

Выбор значений номинальной предельной кратности и номинальной постоянной времени вторичного контура для трансформаторов тока класса точности 5PR, 10PR необходимо осуществлять с соблюдением следующих требований:

а) значение номинальной предельной кратности ТТ необходимо выбирать из возможных значений указанного параметра ТТ, приведенных в ГОСТ Р 70507.2. При этом выбирается ближайшее по величине значение $K_{ном}$, удовлетворяющее условию (3), где k_r для ТТ класса точности 5PR, 10PR в соответствии с ГОСТ Р 70507.2 принимается равным 0,1.

б) значение номинальной постоянной времени вторичного контура T_s необходимо рассчитывать по формуле

$$T_{s.ном} \leq \frac{t_{от}}{3} \quad (90)$$

где $T_{s.ном}$ - номинальная постоянная времени вторичного контура;

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	----------	------	--------	-------	------

$t_{6т}$ - время бестоковой паузы АПВ (принимается равной уставке АПВ при опробовании поврежденного сетевого элемента). При отсутствии АПВ на оборудовании, на котором устанавливается ТТ, в качестве $t_{6т}$ необходимо принимать уставку АПВ сетевого элемента, повторное включение которого на КЗ приведет к протеканию тока КЗ через рассматриваемый ТТ.

Таблица 32 - Исходные данные для выбора трансформаторов тока

Трансформатор тока	Длительно допустимая токовая нагрузка оборудования, А	Длина контрольного кабеля, м	Сечение контрольного кабеля	Суммарная потребляемая мощность устройств, ВА	Максимальное значение тока КЗ, А 3ф/1ф	Эквивалентная постоянная времени апериодической составляющей тока расчетного 3ф./1.ф КЗ, мс	Требуемое время до насыщения, мс
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	380	100	4,0	2,0 (0,08 Ом)	15257 9634	7 12	20*
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	3968	100	4,0	2,0 (0,08 Ом)	11024	183	10*
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	4000	100	4,0	2,0 (0,08 Ом)	12563	275	10*
ТТ 110 кВ СВ-110	658	100	4,0	2,0 (0,08 Ом)	15257 9634	7 12	20*

*принято предварительно, должно уточняться на стадии РД для конкретного оборудования, принятого к установке.

Таблица 33 - Первая итерация выбора трансформаторов тока

Величина	Принятое значение	Расчетное значение	Условие выбора
Номинальный первичный ток:	$I_{1ном}$	$I_{доп}$	$I_{1ном} \geq I_{доп}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	400	380	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	4000	3968	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	4000	4000	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	750	658	условие выполняется
Номинальный вторичный ток:	$I_{2ном}$	1; 5	
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	5	1; 5	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	5	1; 5	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	5	1; 5	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	5	1; 5	условие выполняется
Номинальная вторичная нагрузка ТТ:	$Z_{2ном}$	$Z_{н.факт}^{(3)}$ $Z_{н.факт}^{(1)}$	$Z_{2ном} \geq Z_{н.факт}$

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	1,2 (S=30BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$ $2 \cdot \frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,96$	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	0,6 (S=15BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	0,6 (S=15BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	1,2 (S=30BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$ $2 \cdot \frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,96$	условие выполняется
Номинальная предельная кратность: для ТТ с классом точности 5P,10P	$K_{ном}$	$K_{ном.расч}$ 3ф/1ф	$K_{ном} \geq K_{ном.расч}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30*	534,6 507,0	условие не выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30*	59,1	условие не выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30*	67,9	условие не выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	30*	285,1 270,4	условие не выполняется
Номинальная предельная кратность: для ТТ с классом точности 10PR	$K_{ном}$	$K_{ном.расч}$ 3ф/1ф	$K_{ном} \geq K_{ном.расч}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30*	83,2 78,9	условие не выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30*	9,2	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30*	10,6	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	30*	44,4 42,1	условие не выполняется
Номинальная постоянная времени вторичного контура:	$T_{с.ном}$	$\frac{t_{бт}}{3}, c$	$T_{с.ном} \leq \frac{t_{бт}}{3}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	Устанавливается в нормативных документах на ТТ конкретного типа	н/д	
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	Устанавливается в нормативных документах на ТТ конкретного типа	н/д	
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	Устанавливается в нормативных документах на ТТ конкретного типа	н/д	
ТТ 110 кВ СВ-110	Устанавливается в нормативных документах на ТТ конкретного типа	н/д	

Примечание:

* В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями, номинальную предельную кратность принимают от 5 до 30.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Так как номинальная предельная кратность для ТТ-110 кВ превышает требуемую, необходимо увеличить первичный ток ТТ и повторить расчёт.

Таблица 34 - Результаты выбора трансформаторов тока

Величина	Принятое значение	Расчетное значение	Условие выбора
Номинальный первичный ток:	$I_{1ном}$	$I_{доп}$	$I_{1ном} \geq I_{доп}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	1200**	380	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	4000	3968	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	4000	4000	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	1200**	658	условие выполняется
Номинальный вторичный ток:	$I_{2ном}$	1; 5	
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	5	1; 5	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	5	1; 5	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	5	1; 5	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	5	1; 5	условие выполняется
Номинальная вторичная нагрузка ТТ:	$Z_{2ном}$	$Z_{н.факт}^{(3)}$ $Z_{н.факт}^{(1)}$	$Z_{2ном} \geq Z_{н.факт}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	1,2 (S=30BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$ $2 \cdot \frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,96$	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	0,6 (S=15BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	0,6 (S=15BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	1,2 (S=30BA)	$\frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,52$ $2 \cdot \frac{0,0175 \cdot 100}{4,0} + 0,08 = 0,96$	условие выполняется
Номинальная предельная кратность: для ТТ с классом точности 10PR	$K_{ном}$	$K_{ном.расч}$ 3ф/1ф	$K_{ном} \geq K_{ном.расч}$
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	30	27,7 26,3	условие выполняется
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	10	9,2	условие выполняется
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	15	10,6	условие выполняется
ТТ 110 кВ СВ-110	30	27,7 26,3	условие выполняется

Примечание:

* В соответствии с приведенными в ГОСТ Р 70507.2 значениями, номинальную предельную кратность принимают от 5 до 30.

** Принято с учётом того, что на Т-1 и Т-2 установлены ТТ-110 кВ с Ктт 300/600/1200/5 (токовые цепи Т-1 и Т-3, Т-2 и Т-4, собираются на сумму токов в ДФЗ и КСЗ ВЛ-110).

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

14.2 Расчёт постоянной времени затухания

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ рассчитана согласно ГОСТ Р 71879-2024

T_{pЭ} = \frac{\sum_{k=1}^n I_{Hk} \cdot T_{Pk}}{\sum_{k=1}^n I_{Hk}}

где T_{pЭ} - эквивалентная постоянная времени;
I_{H,k} - начальное значение k-й апериодической составляющей тока;
T_{P,k} - значение k-й постоянной времени;
n - число составляющих.

Токи КЗ по ветвям, относительно точки КЗ (шины 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково) выполнены с использованием программы «АРМ СРЗА».

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 3-трехфазное КЗ (ABC)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=119.2/-0 Z1=1.252+j4.345 Z2=1.252+j4.345 Z0=2.244+j12.184

I1сум	15219	106	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	15219	106	IBсум	15219	-14	ICсум	15219	-134
IABсум	26359	136	IBСсум	26359	16	ICАсум	26359	-104

ИГЭС	IA	11242	106	IB	11242	-14	IC	11242	-134
	I1	11242	106	I2	0	0	3I0	0	0
	UA	0.00	0	UB	0.00	0	UC	0.00	0
	U1	0.00	0	U2	0.00	0	3U0	0.00	0
МАКСИМОВ	IA	3978	107	IB	3978	-13	IC	3978	-133
	I1	3978	107	I2	0	0	3I0	0	0
	UA	0.00	0	UB	0.00	0	UC	0.00	0
	U1	0.00	0	U2	0.00	0	3U0	0.00	0

**** КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково ****

1044 1-однофазное КЗ (A0)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Суммарные величины в узле КЗ:

U_{па}=119.2/-0 Z1=1.252+j4.345 Z2=1.252+j4.345 Z0=2.244+j12.184

I1сум	3215	103	I2сум	3215	103	3I0сум	9644	103
IAсум	9644	103	IBсум	0	0	ICсум	0	0
IABсум	9644	103	IBСсум	0	0	ICАсум	9644	-77

ИГЭС	IA	6966	102	IB	162	-71	IC	165	-75
	I1	2379	103	I2	2373	102	3I0	6640	102
	UA	0.00	0	UB	86.12	-134	UC	82.62	136
	U1	54.32	1	U2	14.54	177	3U0	119.49	-178
МАКСИМОВ	IA	2678	104	IB	163	109	IC	166	105
	I1	834	103	I2	842	104	3I0	3006	104
	UA	0.00	0	UB	86.12	-134	UC	82.62	136
	U1	54.32	1	U2	14.54	177	3U0	119.49	-178

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

На рисунках ниже представлены параметры эквивалентных сопротивлений ветвей относительно точки КЗ.

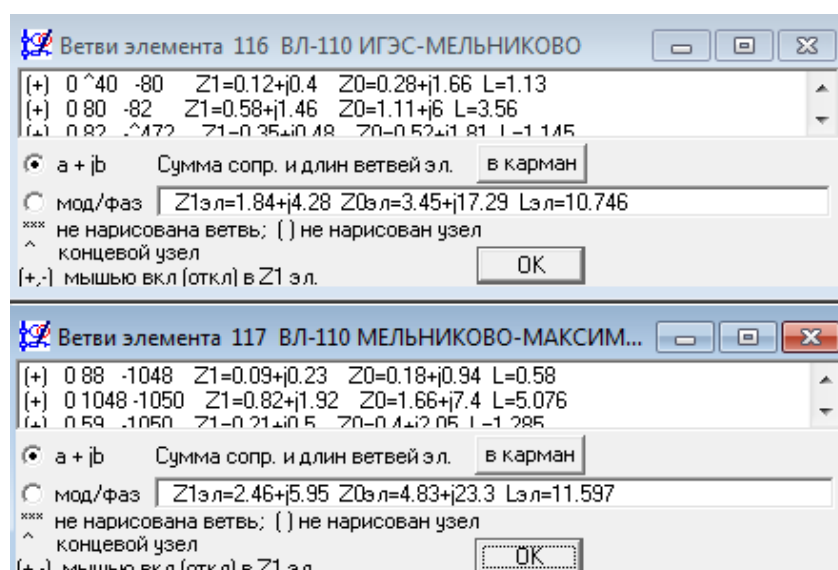


Рисунок 13 – Эквивалентные сопротивления ветвей относительно точки КЗ

Эквивалентное активное сопротивление ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками относительно точки КЗ при трехфазном КЗ, Ом:

$$R_{\text{э.ветви}(3)} = 1,84 \text{ Ом}$$

Эквивалентное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками относительно точки КЗ при трехфазном КЗ, Ом:

$$X_{\text{э.ветви}(3)} = 4,28 \text{ Ом}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками, питающей место трехфазного КЗ, с:

$$T_{\text{р.экв.ветви}(3)} = \frac{X_{\text{э.ветви}(3)}}{\omega \cdot R_{\text{э.ветви}(3)}} = \frac{4,28}{314 \cdot 1,84} = 0,007 \text{ с.}$$

Эквивалентное активное сопротивление ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками относительно точки КЗ при однофазном КЗ, Ом:

$$R_{\text{э.ветви}(1)} = 3,45 \text{ Ом}$$

Эквивалентное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками относительно точки КЗ при однофазном КЗ, Ом:

$$X_{\text{э.ветви}(1)} = 17,29 \text{ Ом}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками, питающей место однофазного КЗ, с:

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ЗАМ-ФАЗ		7/ABC	
		РЕЗУЛЬТАТЫ	РАСЧЕТА
		СНСМ	1
ЗАМ-ФАЗ		7/ABC	
		Замеры	
7-3	IA	11024.042 /	90.995
	UA	0.000 /	0.000
	TA	0.183/180.000	
		-191.458 +j	11022.379
		0.000 +j	0.000

Постоянная времени затухания при КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Мельниково

$Ta^{(3)} = 183 \text{ мс}$

ВЕЛИЧИНА	*IA *UA	
ВЕТВЬ	9-5	
ФОРМУЛА	TA=IM(IA)/RE(IA)/314.16	
СНСМ	1	
ЗАМ-ФАЗ	9/ABC	

	РЕЗУЛЬТАТЫ	РАСЧЕТА
	СНСМ	1
ЗАМ-ФАЗ	9/ABC	
	Замеры	
9-5	IA	12562.965 / 90.663
	UA	0.000 / 0.000
	TA	0.275/180.000
		-145.430 +j12562.123
		0.000 +j 0.000

Постоянная времени затухания при КЗ на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Мельниково

$Ta^{(3)} = 275 \text{ мс}$

14.3 Расчётные точки КЗ для ДТЗ Т

Для обеспечения несрабатывания дифференциальных защит понижающих трансформаторов (Т), при синусоидальных первичных токах ТТ должны проверяться на 10%-ную погрешность при максимальном уровне тока внешнего короткого замыкания (вне зоны действия защиты).

С целью проверки правильности функционирования дифференциальных токовых защит (ДТЗ) Т, использующих информацию от ТТ, необходимо произвести расчёты первичных и вторичных токов ТТ при КЗ в характерных точках.

На рисунке ниже показаны характерные точки КЗ при проверке ТТ для дифференциальных защит понижающих силовых трансформаторов:

- КЗ в зоне действия защиты - точка К1. Насыщение магнитопроводов ТТ может привести к замедлению в срабатывании защиты, в первом приближении превышающему значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ. При КЗ в точке К1 проверяется ТТ1.
- КЗ вне зоны действия защиты - точка К2 и К3. Насыщение магнитопроводов ТТ может привести к неселективному срабатыванию дифференциальных защит понижающих силовых трансформаторов. При КЗ в точке К2 проверяются ТТ1 и ТТ2. При КЗ в точке К3 проверяются ТТ1 и ТТ3.

Согласовано:			
Изм. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	

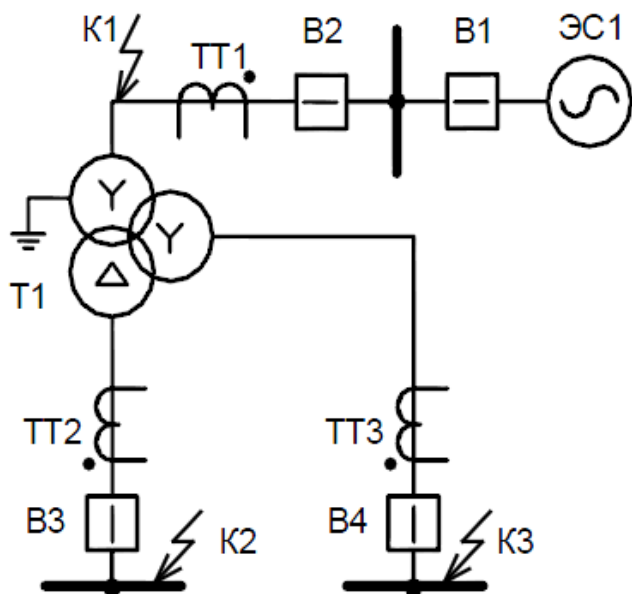


Рисунок 14 - Расположение расчетных точек КЗ для дифференциальной защиты понижающего силового трехобмоточного трансформатора

Проверка соответствия характеристик ТТ условиям функционирования быстродействующих УРЗ в переходных режимах КЗ в зоне действия, производится по заявленному производителем УРЗ минимально необходимому времени достоверного измерения значений тока в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций, реализованных в УРЗ (далее: минимально необходимое время достоверного измерения тока $t_{р3}$).

Расчётное время до насыщения сравнивается с требуемым временем до насыщения ТТ. Согласно Информационного письма № 05НТЦ-РА/2024 от 06.12.2024 г. АО «Радиус Автоматика» (представлено в Приложении Б) минимально допустимое время до насыщения ТТ для ДТЗ на базе терминала Сириус-Т4-01 составляет:

- 4 мс при внутренних КЗ;
- 4 мс при внешних КЗ.

Согласно письма ООО НПП «Микропроцессорные Технологии» от 28.02.2025 г. (представлено в Приложении Б) минимально допустимое время до насыщения ТТ для ДТЗ на базе терминала Алтей-ОЗТ составляет:

- 4 мс при внутренних КЗ;
- 4 мс при внешних КЗ.

Согласно Методических указаний ООО НПП «ЭКРА» ЭКРА.650323.085 Д (третья редакция) минимально допустимое время до насыщения ТТ для ДТЗ составляет:

- не более 10 мс при внутренних КЗ (согласно характеристики на рисунке 7.6 МУ);
- не более 2,5 мс при внешних КЗ.

На основании данных минимально необходимое время достоверного измерения значений тока ТТ, при котором обеспечивается правильная работа ДЗТ, предварительно принято 10 мс.

14.4 Расчётные условия при проверке ТТ, используемых в схемах ДЗ линий высокого и сверхвысокого напряжения с учётом переходных режимов

В число расчётных условий входят значения первичных и вторичных токов ТТ при КЗ в характерных точках, показанных на рисунке ниже.

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

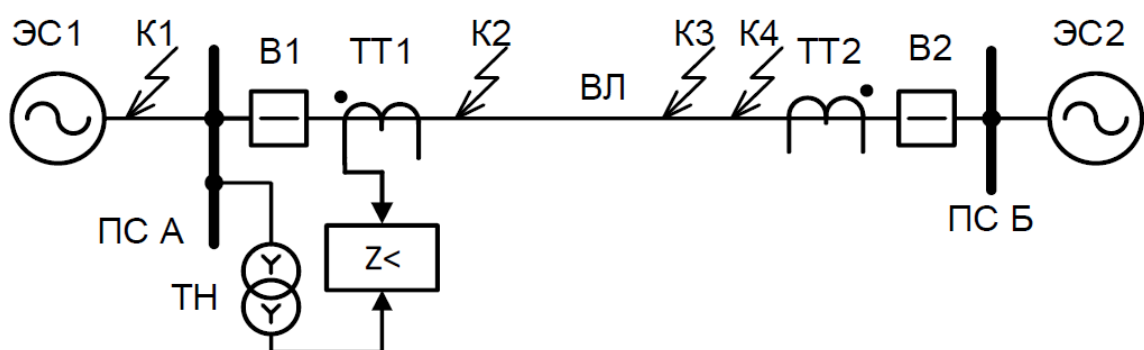


Рисунок 15 - Вариант подключения УРЗ

Близкое КЗ «за спиной» – точка К1.

Насыщение магнитопроводов ТТ может привести к неселективному срабатыванию защиты. Так как ТТ установлены в цепи защищаемой линии, правильную работу первых ступеней ДЗ от междуфазных КЗ «за спиной» обеспечивает орган направления мощности (ОНМ), входящий в состав ДЗ. По итогам испытаний неселективных действий первых ступеней ДЗ от междуфазных КЗ в режимах близких трехфазных КЗ «за спиной» не выявлено. Таким образом, нет необходимости в проверке пригодности ТТ для ДЗ от междуфазных КЗ в режиме КЗ «за спиной».

Близкое КЗ в зоне действия (в месте установки защиты) - точка К2.

Насыщение магнитопроводов ТТ может привести к замедлению в срабатывании первой ступени защиты на время, в первом приближении превышающее значение постоянной времени T_p , и отключению повреждения с выдержкой времени действием второй ступени защиты.

Минимально необходимое время достоверного измерения значений тока ТТ, при котором обеспечивается правильная работа ДЗ от междуфазных КЗ в режиме близкого трехфазного повреждения в зоне действия защиты, предварительно принято 20 мс.

14.5 Расчётные условия при проверке ТТ, используемых в схемах ТО и первых ступеней ТНЗНП линий высокого и сверхвысокого напряжения с учётом переходных режимов

С целью проверки правильности функционирования токовых отсечек (ТО) и первых ступеней токовых направленных защит нулевой последовательности (ТНЗНП), использующих информацию от ТТ, необходимо произвести расчёты первичных и вторичных токов ТТ при КЗ в характерных точках, показанных на рисунке ниже.

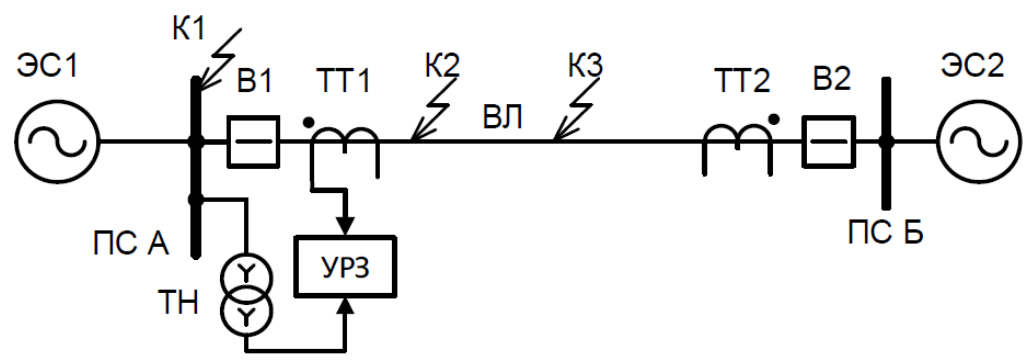


Рисунок 16 - Устройство защиты подключено к ТТ, установленным в цепи защищаемой линии ВЛ

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

Близкое КЗ «за спиной» – точка К1.

Близкое КЗ «за спиной» (точка К1) не оказывает влияние на селективность функционирования ТО, так как при насыщении ТТ вторичные токи уменьшаются и не превышают уставку срабатывания. Указанное подтверждается результатами испытаний.

Для обеспечения правильной работы первой ступени ТНЗНП в переходных режимах трехфазных и однофазных КЗ «за спиной» при подключении защиты к ТТ, рекомендуется выполнять направленными первые ступени ТНЗНП по обоим концам ВЛ и отстраивать их по обоим концам ВЛ от максимального из токов нулевой последовательности, проходящих в месте установки защиты, при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции или подстанции, на которой они установлены.

Близкое КЗ в зоне действия (в месте установки защиты) - точка К2.

Насыщение магнитопроводов ТТ может привести к замедлению в срабатывании ТО и пускового органа тока нулевой последовательности на время, в первом приближении превышающее значение постоянной времени T_p . В указанном случае отключение повреждения выполняется с выдержкой времени действием второй ступени МТЗ или ТНЗНП, соответственно. Испытания показали, что в переходных режимах, связанных с насыщением ТТ, поведение ОНМ практически не оказывает влияния на замедление в срабатывании защиты.

Минимально необходимое время достоверного измерения значений тока ТТ, при котором обеспечивается правильная работа (без замедления) ТО и первой ступени ТНЗНП в режиме близкого повреждения в зоне действия защиты, предварительно принято 20 мс.

14.6 Расчётные условия при проверке ТТ, используемых в схемах ДФЗ линий высокого и сверхвысокого напряжения с учётом переходных режимов

Для обеспечения несрабатывания дифференциально-фазной высокочастотной защиты линии при синусоидальных первичных токах ТТ должны проверяться на 10%-ную погрешность при максимальном значении тока внешнего короткого замыкания (вне зоны действия защиты).

С целью проверки правильности функционирования дифференциально-фазной высокочастотной защиты линии, использующей информацию от ТТ, необходимо произвести расчёты первичных и вторичных токов ТТ при КЗ в характерных точках, показанных на рисунке ниже

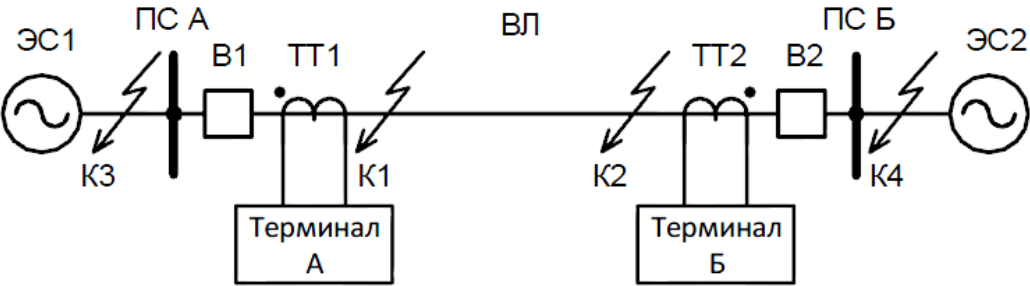


Рисунок 17 - Вариант подключения УРЗ

Минимально необходимое время достоверного измерения значений тока ТТ, при котором обеспечивается правильная работа ДФЗ предварительно принято 20 мс.

14.7 Определение времени до насыщения ТТ

Расчеты времени до насыщения при КЗ выполнены согласно ГОСТ Р 71879-2024. В таблице ниже приведены параметры трансформаторов тока необходимые для расчёта.

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

Таблица 35 – Параметры трансформаторов тока

Трансформатор тока	Подключаемые защиты	Длина контрольного кабеля, м	Сечение контрольного кабеля	Суммарная потребляемая мощность устройств, ВА	Номинальный первичный ток	Номинальный вторичный ток	Номинальная нагрузка вторичных обмоток, ВА	Номинальная предельная кратность вторичных обмоток	Класс точности ТТ	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ не более, Ом
ТТ 110 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	ДЗТ	100	4	2	1200	5	30	30	10PR	0,5*
ТТ 10 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	ДЗТ	100	4	2	4000	5	15	10	10PR	0,5*
ТТ 6 кВ Тр-р Т-3 (Т-4)	ДЗТ	100	4	2	4000	5	15	15	10PR	0,5*
ТТ 110 кВ СВ-110	ДФЗ КСЗ	100	4	2	1200	5	30	30	10PR	0,5*

Примечание:
* значение принято ориентировочно (согласно информации завода изготовителя).

Параметр режима А необходимо вычислять по формуле

$$A = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{ном} \cdot K_{п.р.ном} \cdot \sqrt{(R_2 + z_{н.ном} \cdot \cos \varphi_{н.ном})^2 + (\omega \cdot L_2 + z_{н.ном} \cdot \sin \varphi_{н.ном})^2}}{I_{кз} \cdot \sqrt{(R_2 + R_{н.факт})^2 + (\omega \cdot L_2 + X_{н.факт})^2}}, \tag{91}$$

где $R_{н.факт}$ – фактическое активное сопротивление нагрузки ТТ;
 $X_{н.факт}$ - фактическое реактивное сопротивление нагрузки ТТ.

Время до насыщения ТТ необходимо рассчитывать по формуле

$$t_{нас} = T \cdot \ln \frac{\omega \cdot T}{\omega \cdot T - A(1 - K_r) + 1} \tag{92}$$

Расчет по формуле (41) допустим при соблюдении условий (42) и (43):

$$\omega \cdot T + 1 > A \cdot (1 - K_r), \tag{93}$$

$$A \cdot (1 - K_r) > 1, \tag{94}$$

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

В случае, если условие не выполняется, значение $t_{нас}$, вычисленное по формуле, принимает отрицательное значение, и для определения времени до насыщения ТТ следует использовать графический метод по паспортным данным или с использованием ВАХ ТТ.

Если значение $t_{нас}$ полученное по результатам вычислений по аналитическому методу получилось меньше 15 мс, следует использовать графический метод по паспортным данным или с использованием ВАХ ТТ.

Расшифровка обозначений к таблицам ниже:

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Столбец Тр.экв - результаты расчета (времени до насыщения) при использовании эквивалентной постоянной времени затухания свободной апериодической составляющей тока, затухающей по экспоненциальному закону, которой заменяют сумму свободных апериодических составляющих, имеющих неодинаковые начальные значения и постоянные времени затухания

П0 - Не введены необходимые исходные данные

П1 - Насыщение магнитопровода отсутствует (время до насыщения равно бесконечности)

П2 - Эксплуатация ТТ в указанных условиях недопустима, так как ток предельной кратности меньше действующего тока КЗ

П3 - Аналитический метод дает недостоверное время до насыщения при указанных условиях, следует ориентироваться на расчет графическим методом по паспортным данным

П4 - Для использования данного метода ВАХ ТТ должна быть снята до значений тока намагничивания, соответствующего полной погрешности ТТ (то есть не менее чем до 0,1 (0,05) расчетной кратности тока КЗ)

П5 - Метод не применим при указанных условиях

П6 - Расчет не выполняется в соответствии с введенными исходными данными

П7 - Время до насыщения больше 0,12 с

П8 - Для трансформатора с указанной характеристикой намагничивания данный метод не применим.

Таблица 36 - Определение времени до насыщения ТТ 110 кВ ПС 110 кВ Мельниково при внутренних КЗ (КЗ вблизи шин 110 кВ)

Паспортные данные трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
I _{ном}	1200	А	Номинальный первичный ток ТТ
I _{2ном}	5	А	Номинальный вторичный ток ТТ
R ₂	0,5	Ом	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ
X ₂	0	Ом	Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ
Z _{н.ном}	1,2	Ом	Номинальная нагрузка ТТ
S _{н.ном}	30	В·А	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ (задается если не известна Z _{н.ном})
cos(φ _{н.ном})	0,8	-	Косинус номинального значения угла сопротивления нагрузки ТТ
ε	10	%	Полная погрешность ТТ
K _{ном}	30	-	Номинальная предельная кратность
K _{п.р.ном}	1	-	Номинальный коэффициент переходного режима (для трансформаторов классов точности Р и ТРХ если он не установлен принимается равным 1)
Данные по нагрузке трансформатора тока			
Выбор схемы соединения группы ТТ		Полная звезда	
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
R _{пр}	0,44	Ом	Активное сопротивление контрольного кабеля
ρ	0,0175	Ом·мм ² /м	Удельное сопротивление проводника (задается если не известно R _{пр})

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Промежуточные результаты при расчете по паспортным данным трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Asc1	4,18	—	Параметр режима при однофазном КЗ
cosPHIsc1	1,00	—	Косинус угла вторичной нагрузки ТТ при однофазном КЗ
sinPHIsc1	0,00	—	Синус угла вторичной нагрузки ТТ при однофазном КЗ
Asc3	3,78	—	Параметр режима при трехфазном КЗ
cosPHIsc3	1,00	—	Косинус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
sinPHIsc3	0,00	—	Синус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
Ts1	418,86	с	Постоянная времени вторичного контура ТТ при однофазном КЗ
Ts3	614,93	с	Постоянная времени вторичного контура ТТ при трехфазном КЗ

1-ЮЭС-2024-ИОС1.4-ПЗ

Условия по остаточной намагниченности	Графический метод	Сравнение с минимально необходимым временем достоверного измерения тока t_{P3}
Однофазное короткое замыкание		
При отсутствии остаточной намагниченности	32,30	$t_{\text{нас}} > t_{\text{pz}} = 20 \text{ мс}$ Неравенство выполняется
При наличии остаточной намагниченности (10%)	30,90	
Трехфазное короткое замыкание		
При отсутствии остаточной намагниченности	Время до насыщения больше 0,12 с	$t_{\text{нас}} > t_{\text{pz}} = 20 \text{ мс}$ Неравенство выполняется
При наличии остаточной намагниченности (10%)	Время до насыщения больше 0,12 с	

Рисунок 18 – Определение времени до насыщения при 3х фазном КЗ

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

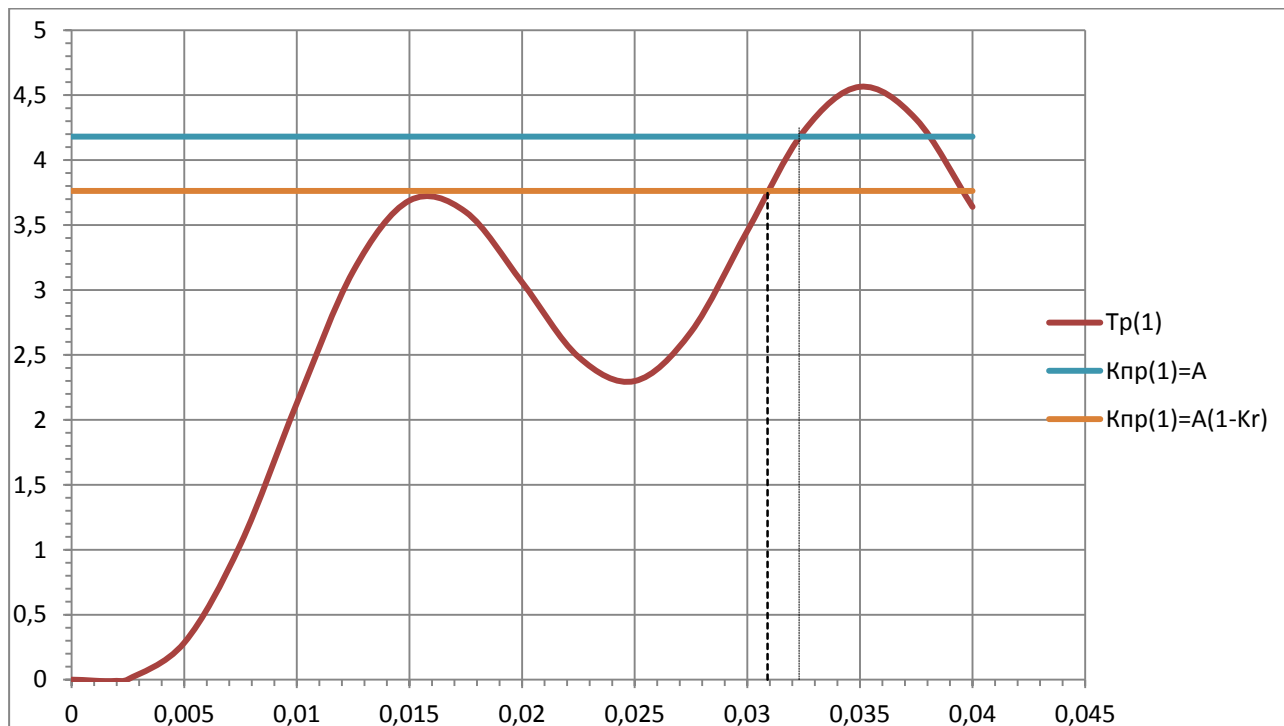


Рисунок 19 – Определение времени до насыщения при 1о фазном КЗ

Таблица 37 - Определение времени до насыщения ТТ 110 кВ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково при внешних КЗ (КЗ на шинах 10 кВ)

Паспортные данные трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
$I_{1\text{ном}}$	1200	А	Номинальный первичный ток ТТ
$I_{2\text{ном}}$	5	А	Номинальный вторичный ток ТТ
R_2	0,5	Ом	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ
X_2	0	Ом	Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ
$Z_{н.ном}$	1,2	Ом	Номинальная нагрузка ТТ
$S_{н.ном}$	30	В·А	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ (задается если не известна $Z_{н.ном}$)
$\cos(\varphi_{н.ном})$	0,8	-	Косинус номинального значения угла сопротивления нагрузки ТТ
ϵ	10	%	Полная погрешность ТТ
$K_{ном}$	30	-	Номинальная предельная кратность
$K_{п.р.ном}$	1	-	Номинальный коэффициент переходного режима (для трансформаторов классов точности Р и ТРХ если он не установлен принимается равным 1)
Данные по нагрузке трансформатора тока			
Выбор схемы соединения группы ТТ		Полная звезда	
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
$R_{пр}$	0,44	Ом	Активное сопротивление контрольного кабеля
ρ	0,0175	Ом·мм ² /м	Удельное сопротивление проводника (задается если не известно $R_{пр}$)

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

l	100	м	Длина контрольного кабеля (задается если не известно R _{пр})
s	4	мм ²	Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля (задается если не известно R _{пр})
Z _{рф}	0,08	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты (для наиболее загруженной фазы)
Z _{ро}	0	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода
Результаты расчета суммарной вторичной нагрузки ТТ (в соответствии с введенными данными)			
Z _{н.расч3}	0,5175	Ом	Рассчитанное сопротивление нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
Данные по токам короткого замыкания (КЗ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Вариант 2			
I _{к3сум}	1006	А	Суммарный ток трехфазного близкого КЗ
Тр.экв3	7	мс	Эквивалентная постоянная времени трехфазного КЗ
Данные по остаточной намагниченности трансформатора тока			
Параметр		Ед. изм.	Расшифровка
K _г	0,1	-	Коэффициент остаточной намагниченности

Промежуточные результаты при расчете по паспортным данным трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
A _{с3}	57,25	—	Параметр режима при трехфазном КЗ
cosPHI _{с3}	1,00	—	Косинус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
sinPHI _{с3}	0,00	—	Синус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
T _{с3}	614,93	с	Постоянная времени вторичного контура ТТ при трехфазном КЗ

Значение времени до насыщения, мс		
Условия по остаточной намагниченности	Аналитический метод	Сравнение с минимально необходимым временем достоверного измерения тока t _{р3}
Трехфазное короткое замыкание		
При отсутствии остаточной намагниченности	Насыщение магнитопровода отсутствует (время до насыщения равно бесконечности)	$t_{\text{нас}} > t_{\text{р3}} = 20 \text{ мс}$ Неравенство выполняется

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

При наличии остаточной намагниченности (10%)

Насыщение магнитопровода отсутствует (время до насыщения равно бесконечности)

Таблица 38 - Определение времени до насыщения ТТ 110 кВ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково при внешних КЗ (КЗ на шинах 6 кВ)

Паспортные данные трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
$I_{1\text{ном}}$	1200	А	Номинальный первичный ток ТТ
$I_{2\text{ном}}$	5	А	Номинальный вторичный ток ТТ
R_2	0,5	Ом	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ
X_2	0	Ом	Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ
$Z_{н.ном}$	1,2	Ом	Номинальная нагрузка ТТ
$S_{н.ном}$	30	В·А	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ (задается если не известна $Z_{н.ном}$)
$\cos(\phi_{н.ном})$	0,8	-	Косинус номинального значения угла сопротивления нагрузки ТТ
ε	10	%	Полная погрешность ТТ
$K_{ном}$	30	-	Номинальная предельная кратность
$K_{п.р.ном}$	1	-	Номинальный коэффициент переходного режима (для трансформаторов классов точности Р и ТРХ если он не установлен принимается равным 1)
Данные по нагрузке трансформатора тока			
Выбор схемы соединения группы ТТ		Полная звезда	
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
$R_{пр}$	0,44	Ом	Активное сопротивление контрольного кабеля
ρ	0,0175	Ом·мм ² /м	Удельное сопротивление проводника (задается если не известно $R_{пр}$)
l	100	м	Длина контрольного кабеля (задается если не известно $R_{пр}$)
s	4	мм ²	Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля (задается если не известно $R_{пр}$)
$Z_{рф}$	0,08	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты (для наиболее загруженной фазы)
$Z_{ро}$	0	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода
Результаты расчета суммарной вторичной нагрузки ТТ (в соответствии с введенными данными)			
$Z_{н.расч3}$	0,5175	Ом	Рассчитанное сопротивление нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
Данные по токам короткого замыкания (КЗ)			

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Вариант 2			
Ik3сум	688	А	Суммарный ток трехфазного близкого КЗ
Тр.экв3	7	мс	Эквивалентная постоянная времени трехфазного КЗ
Данные по остаточной намагниченности трансформатора тока			
Параметр		Ед. изм.	Расшифровка
Kr	0,1	-	Коэффициент остаточной намагниченности

Промежуточные результаты при расчете по паспортным данным трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Asc3	83,71	–	Параметр режима при трехфазном КЗ
cosPHIsc3	1,00	–	Косинус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
sinPHIsc3	0,00	–	Синус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
Ts3	614,93	с	Постоянная времени вторичного контура ТТ при трехфазном КЗ

Значение времени до насыщения, мс		
Условия по остаточной намагниченности	Аналитический метод	Сравнение с минимально необходимым временем достоверного измерения тока t_{P3}
Трехфазное короткое замыкание		
При отсутствии остаточной намагниченности	Насыщение магнитопровода отсутствует (время до насыщения равно бесконечности)	$t_{\text{нас}} > t_{P3} = 20 \text{ мс}$ Неравенство выполняется
При наличии остаточной намагниченности (10%)	Насыщение магнитопровода отсутствует (время до насыщения равно бесконечности)	

Таблица 39 - Определение времени до насыщения ТТ 10 кВ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково при внешних КЗ (КЗ на шинах 10 кВ)

Паспортные данные трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
I1ном	4000	А	Номинальный первичный ток ТТ
I2ном	5	А	Номинальный вторичный ток ТТ
R2	0,5	Ом	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ
X2	0	Ом	Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ
Zн.ном	0,6	Ом	Номинальная нагрузка ТТ

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Sn.ном	15	В·А	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ (задается если не известна Zn.ном)
cos(φн.ном)	0,8	-	Косинус номинального значения угла сопротивления нагрузки ТТ
ε	10	%	Полная погрешность ТТ
Кном	10	-	Номинальная предельная кратность
Кп.р.ном	1	-	Номинальный коэффициент переходного режима (для трансформаторов классов точности Р и ТРХ если он не установлен принимается равным 1)

Данные по нагрузке трансформатора тока

Выбор схемы соединения группы ТТ			Полная звезда
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Rпр	0,44	Ом	Активное сопротивление контрольного кабеля
ρ	0,0175	Ом·мм2/м	Удельное сопротивление проводника (задается если не известно Rпр)
l	100	м	Длина контрольного кабеля (задается если не известно Rпр)
s	4	мм2	Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля (задается если не известно Rпр)
Zрф	0,08	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты (для наиболее загруженной фазы)
Zpo	0	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода

Результаты расчета суммарной вторичной нагрузки ТТ (в соответствии с введенными данными)

Zн.расч3	0,5175	Ом	Рассчитанное сопротивление нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
----------	--------	----	--

Данные по токам короткого замыкания (КЗ)

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Вариант 2			
Ik3сум	11024	А	Суммарный ток трехфазного близкого КЗ
Тр.экв3	183	мс	Эквивалентная постоянная времени трехфазного КЗ

Данные по остаточной намагнитченности трансформатора тока

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Kг	0,1	-	Коэффициент остаточной намагнитченности

Промежуточные результаты при расчете по паспортным данным трансформатора тока (ТТ)

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Asc3	3,72	—	Параметр режима при трехфазном КЗ
cosPHIsc3	1,00	—	Косинус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

sinPHIsc3	0,00	–	Синус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
Ts3	614,93	с	Постоянная времени вторичного контура ТТ при трехфазном КЗ

Значение времени до насыщения, мс		
Условия по остаточной намагниченности	Графический метод	Сравнение с минимально необходимым временем достоверного измерения тока t_{P3}
Трехфазное короткое замыкание		
При отсутствии остаточной намагниченности	11,10	$t_{\text{нас}} > t_{p3} = 10 \text{ мс}$ Неравенство выполняется
При наличии остаточной намагниченности (10%)	10,40	

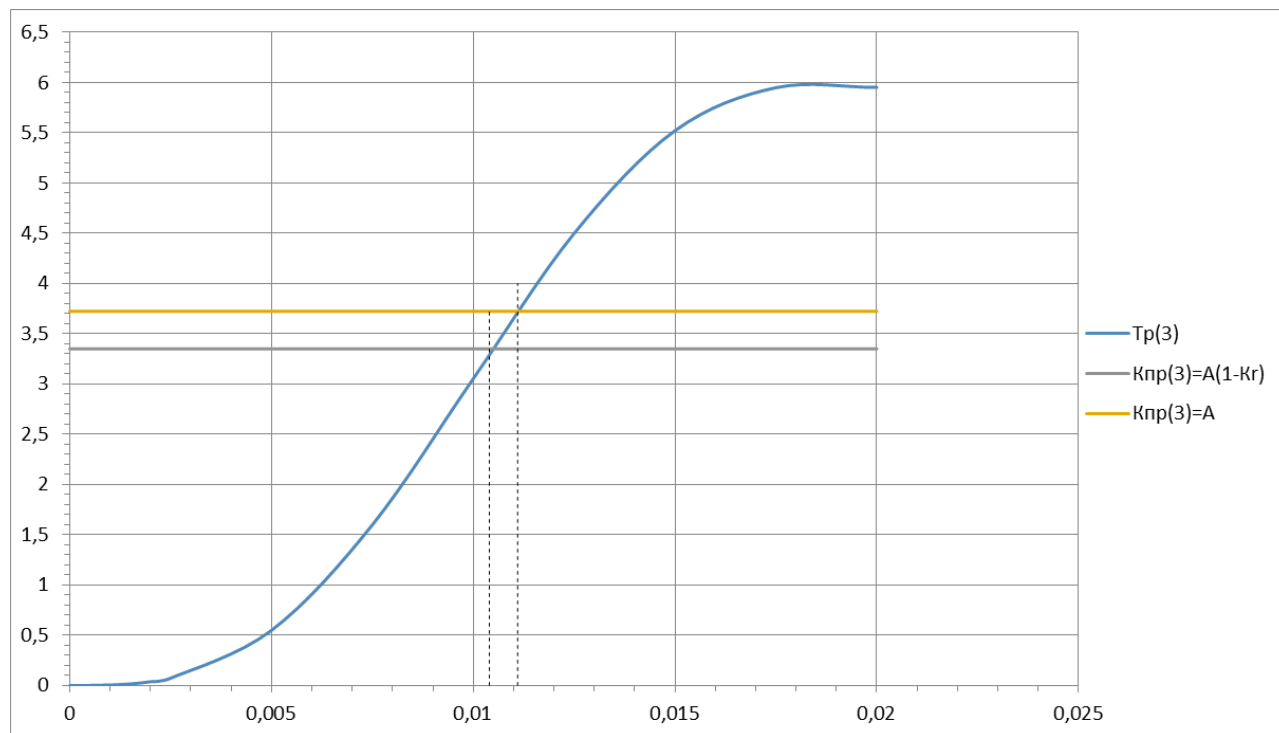


Рисунок 20 – Определение времени до насыщения при 3х фазном КЗ

Таблица 40 - Определение времени до насыщения ТТ 6 кВ трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково при внешних КЗ (КЗ на шинах 6 кВ)

Паспортные данные трансформатора тока (ТТ)			
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
I _{ном}	4000	А	Номинальный первичный ток ТТ

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

I _{2ном}	5	А	Номинальный вторичный ток ТТ
R ₂	0,5	Ом	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ
X ₂	0	Ом	Индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ
Z _{н.ном}	0,6	Ом	Номинальная нагрузка ТТ
S _{н.ном}	15	В·А	Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ (задается если не известна Z _{н.ном})
cos(φ _{н.ном})	0,8	-	Косинус номинального значения угла сопротивления нагрузки ТТ
ε	10	%	Полная погрешность ТТ
K _{ном}	15	-	Номинальная предельная кратность
K _{п.р.ном}	1	-	Номинальный коэффициент переходного режима (для трансформаторов классов точности Р и ТРХ если он не установлен принимается равным 1)

Данные по нагрузке трансформатора тока

Выбор схемы соединения группы ТТ			Полная звезда
Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
R _{пр}	0,44	Ом	Активное сопротивление контрольного кабеля
ρ	0,0175	Ом·мм ² /м	Удельное сопротивление проводника (задается если не известно R _{пр})
l	100	м	Длина контрольного кабеля (задается если не известно R _{пр})
s	4	мм ²	Площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля (задается если не известно R _{пр})
Z _{рф}	0,08	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты (для наиболее загруженной фазы)
Z _{ро}	0	Ом	Суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода

Результаты расчета суммарной вторичной нагрузки ТТ (в соответствии с введенными данными)

Z _{н.расч3}	0,5175	Ом	Рассчитанное сопротивление нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
----------------------	--------	----	--

Данные по токам короткого замыкания (КЗ)

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Вариант 2			
I _{к3сум}	12563	А	Суммарный ток трехфазного близкого КЗ
Тр.экв3	275	мс	Эквивалентная постоянная времени трехфазного КЗ

Данные по остаточной намагниченности трансформатора тока

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
K _г	0,1	-	Коэффициент остаточной намагниченности

Промежуточные результаты при расчете по паспортным данным трансформатора тока (ТТ)

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Параметр	Значение	Ед. изм.	Расшифровка
Asc3	4,90	–	Параметр режима при трехфазном КЗ
cosPHIsc3	1,00	–	Косинус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
sinPHIsc3	0,00	–	Синус угла вторичной нагрузки ТТ при трехфазном КЗ
Ts3	614,93	с	Постоянная времени вторичного контура ТТ при трехфазном КЗ

Значение времени до насыщения, мс		
Условия по остаточной намагниченности	Графический метод по паспортным данным	Сравнение с минимально необходимым временем достоверного измерения тока t_{P3}
Трехфазное короткое замыкание		
При отсутствии остаточной намагниченности	13,20	$t_{\text{нас}} > t_{P3} = 10 \text{ мс}$ Неравенство выполняется
При наличии остаточной намагниченности (10%)	12,20	

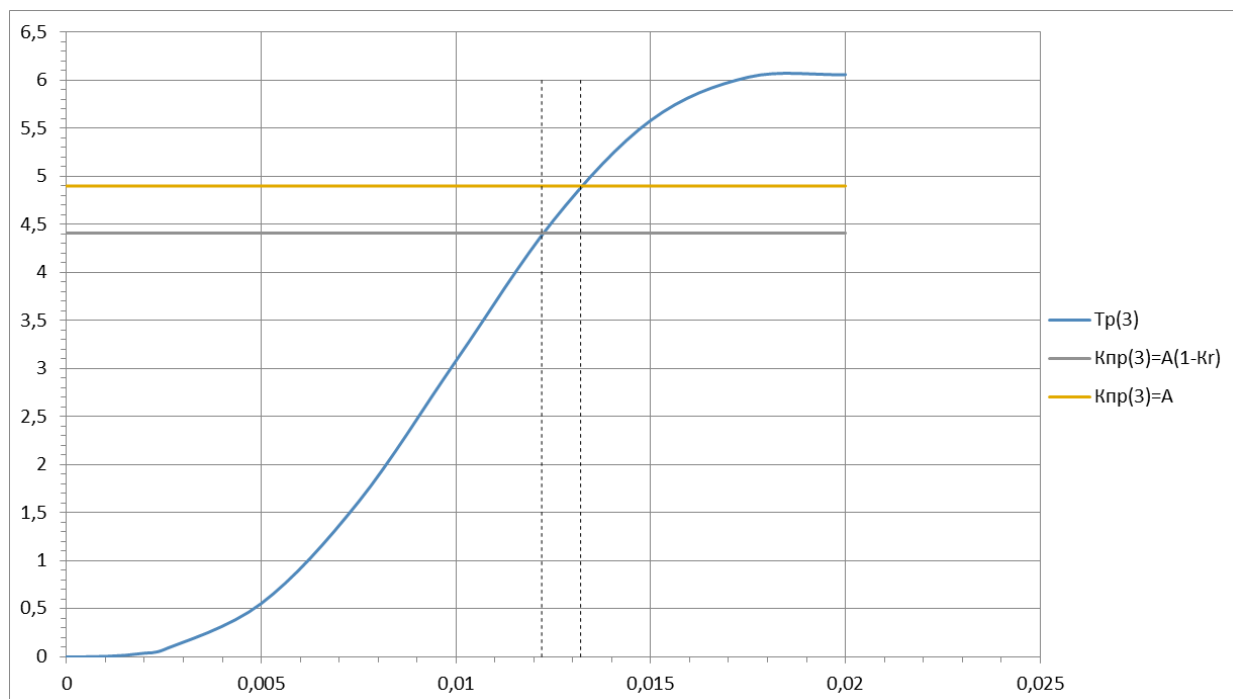


Рисунок 21 – Определение времени до насыщения при 3х фазном КЗ

14.8 Сводная таблица проверки ТТ

Результаты проверки трансформаторов тока сведены в таблицы ниже.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 41 - Проверка устройств РЗА по условию допустимого времени до насыщения трансформаторов тока при внутренних и внешних КЗ

Диспетчерское наименование	ТТ 110 кВ			ТТ 10 кВ			ТТ 6 кВ		
Тип ТТ, Ктт, Тип защиты, обозначение керна	1200/5 ДЗТ ДФЗ КСЗ			4000/5 ДЗТ			4000/5 ДЗТ		
Номинальная предельная кратность ТТ	30			10			15		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ, ВА	30			15			15		
Класс точности	10PR			10PR			10PR		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для 1ф./3ф. КЗ, Ом	0,955	0,518		-	0,518		-	0,518	
Вид КЗ / Значение / фактическая кратность тока	1 фазное КЗ	9634	8,03	1 фазное КЗ	-	-	1 фазное КЗ	-	-
	3 фазное КЗ	15257	12,71	3 фазное КЗ	11024	2,76	3 фазное КЗ	12563	3,1
Эквивалентная постоянная времени апериодической составляющей тока расчетного 1ф. / 3ф. КЗ, сек.	7	12		-	183		-	275	
Длина контрольного медного кабеля, сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	100	4	медь	100	4	медь	100	4	медь
Значения коэффициента А для режима однофазного КЗ	4,18			-			-		
Значения коэффициента А для режима трехфазного КЗ	3,78			3,72			4,90		
Время до насыщения при отсутствии/наличии остаточной намагниченности в случае 1ф. КЗ, мс	32,3	30,9		-	-		-	-	
Время до насыщения при отсутствии/наличии остаточной намагниченности в случае 3ф. КЗ, мс	>120	>120		11,1	10,4		13,2	12,2	
Требуемое время до насыщения, мс	1ф/3ф 20 мс / 20 мс			10 мс			10 мс		
Наличие рисков для устройств РЗ из-за насыщения ТТ	нет			нет			нет		

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Оценка результатов расчета. Выводы. Рекомендации

По результатам расчётов ТТ пригодны для использования. Выполненный расчет по определению времени до насыщения ТТ при КЗ является предварительным и должен уточняться на стадии РД для конкретного оборудования, принятого к установке

По результатам расчётов ТТ пригодны для использования. Выполненный расчет по определению времени до насыщения ТТ при КЗ является предварительным и должен уточняться на стадии РД для конкретного оборудования, принятого к установке

По результатам расчётов ТТ пригодны для использования. Выполненный расчет по определению времени до насыщения ТТ при КЗ является предварительным и должен уточняться на стадии РД для конкретного оборудования, принятого к установке

15 Проверка оборудования прилегающей сети к токам КЗ

В данном разделе выполнена проверка на отключающую способность, термическую и динамическую стойкость коммутационных аппаратов, устанавливаемых в рамках данного титула.

Для надежной и безаварийной работы, коммутационные аппараты должны соответствовать следующим условиям:

- отключающей способности;
- термической стойкости;
- электродинамической стойкости.

Основными коммутационными аппаратами являются выключатели, которые предусматриваются во всех цепях схемы, где необходимо коммутировать ток. Выключатель выбирается (проверяется) на основании сопоставления его параметров с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах. При выборе параметров выключателя требуется учитывать развитие сети с возможным увеличением токов нагрузки и токов короткого замыкания.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей по отключающей способности производится путем сопоставления номинального тока отключения выключателя и наибольшего возможного значения тока короткого замыкания, протекающего через него.

Разъединители, так же как и выключатели, устанавливаются во всех цепях схемы (в линиях электропередачи и секционных реакторах, в цепях генераторов и трансформаторов и т.д.). В соответствии с ПУЭ (7-ое издание) разъединители не требуют проверки на коммутационную способность.

Необходимые, для данного расчета, технические характеристики коммутационного оборудования, устанавливаемого в рамках данного титула, представлены в таблицах ниже.

Таблица 42 - Параметры оборудования Иркутской ГЭС (ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками)

Параметр	Выключатели	Разъединители	Трансформаторы тока
Марка	ЗАР1DT-145	РГНП-110/2000-50	Встроенные в выключатели
Номинальный ток, А	1600	2000	-
Номинальный ток отключения, кА	50	-	-
Ток электродинамической стойкости, кА	102	125	-
Ток термической стойкости, кА	50	50	-
Время протекания тока термической стойкости, сек	3	3	-
Собственное время отключения, мс	30	-	-

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 43 - Параметры оборудования ПС 110 кВ Максимовская (ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками)

Параметр	Выключатели	Разъединители	Трансформаторы тока
Марка	МКП-110Б	РГ-2-110 РЛНДЗ-1-110	ТБМО-110
Номинальный ток, А	630	1000	400
Номинальный ток отключения, кА	20	-	-
Ток электродинамической стойкости, кА	51	51	51
Ток термической стойкости, кА	20	20	20
Время протекания тока термической стойкости, сек	3	3	3
Собственное время отключения, мс	50	-	-

Проверка по отключающей способности

Проверка выполнена согласно ГОСТ Р 71170 – 2023.

Проверку соответствия отключающей способности выключателей следует проводить в два этапа.

На первом этапе проверки соответствия отключающей способности выключателя:
- в качестве расчетной точки КЗ следует принимать систему (секцию) шин распределительного устройства (РУ) объекта электроэнергетики, в котором установлен выключатель;

- в качестве максимального тока КЗ следует принимать суммарный ток при КЗ на системе (секции) шин.

Для проверки выключателей по отключающей способности производят сравнение номинального тока отключения выключателя с максимальным током КЗ в момент отключения. Для этого должно выполняться следующее условие

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{КЗ.мах}}; \tag{95}$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;
 $I_{\text{КЗ.мах}}$ - максимальный ток КЗ, А. За расчётное значение принят ток КЗ на шинах.
Разъединители не требуют проверки на коммутационную способность согласно ПУЭ (п.1.4.22).

Проверка по термической стойкости

Для проверки на термическую стойкость при сквозных токах короткого замыкания определяют номинальный и расчетный тепловой импульс. Сравнивая полученные значения, делают вывод о термической стойкости выключателя (разъединителя). Для этого должно выполняться следующее условие

$$B_{\text{к.ном.}} \geq B_{\text{к.расч.}}; \tag{96}$$

где $B_{\text{к.ном.}}$ – номинальный тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;
 $B_{\text{к.расч.}}$ – расчетный тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.
Номинальный тепловой импульс определяется по формуле

$$B_{\text{к.ном.}} = I_{\text{мс}}^2 \cdot t_{\text{мс}}; \tag{97}$$

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

где I_{mc} – ток термической стойкости, кА;
 t_{mc} – время протекания тока термической стойкости, с.
Расчётный тепловой импульс определяется по формуле

$$B_{к.расч.} = I_{КЗ.мах}^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.выкл.}); \tag{98}$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;
 $t_{откл.выкл.}$ – время отключения выключателя, с.

Проверка по электродинамической стойкости

Проверка на электродинамическую стойкость сводится к сравнению тока электродинамической стойкости выключателя (разъединителя) с ударным током короткого замыкания на присоединении вблизи выключателя (разъединителя). Для этого должно выполняться следующее условие

$$i_g \geq i_{уд}; \tag{99}$$

где i_g – ток электродинамической стойкости, кА;
 $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, кА.
Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ.мах} \cdot k_{уд}; \tag{100}$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.
Ударный коэффициент определяется по формуле

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}; \tag{101}$$

где T_a – постоянная времени затухания.

В таблице представлены результаты проверки на соответствие токам КЗ коммутационного оборудования.

Таблица 44 - Результаты проверки коммутационного оборудования Иркутской ГЭС (ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками)

Обозначение, тип оборудования	Расчетное значение	Максимально допустимое значение	Условие выбора
По току отключения выключателя (коммутационная способность):	$I_{КЗ}, \text{ кА}$	$I_{откл.выкл.}, \text{ кА}$	$I_{КЗ} \leq I_{откл.выкл.}$
ЗАР1ДТ-145	39,9	50	условие выполняется
ЗАР1ДТ-145	43,4	50	условие выполняется
По термической стойкости:	$B_{к}$	$B_{т}$	$B_{к} \leq B_{т}$
ЗАР1ДТ-145	207,0	7500	условие выполняется

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

ЗАР1ДТ-145	244,9	7500	условие выполняется
РГНП-110/2000-50	207,0	7500	условие выполняется
РГНП-110/2000-50	244,9	7500	условие выполняется
ТТ	207,0	7500	условие выполняется
ТТ	244,9	7500	условие выполняется
По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток):	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_{дин}, \text{кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
ЗАР1ДТ-145	90,4	102	условие выполняется
ЗАР1ДТ-145	98,3	102	условие выполняется
РГНП-110/2000-50	90,4	125	условие выполняется
РГНП-110/2000-50	98,3	125	условие выполняется
ТТ	90,4	102	условие выполняется
ТТ	98,3	102	условие выполняется

Таблица 45 - Результаты проверки коммутационного оборудования ПС 110 кВ Максимовская (ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками)

Обозначение, тип оборудования	Расчетное значение	Максимально допустимое значение	Условие выбора
По току отключения выключателя (коммутационная способность):	$I_{КЗ}, \text{кА}$	$I_{откл.выкл.}, \text{кА}$	$I_{КЗ} \leq I_{откл.выкл.}$
МКП-110Б	12,7	20	условие выполняется
МКП-110Б	7,4	20	условие выполняется
По термической стойкости:	B_K	B_T	$B_K \leq B_T$
МКП-110Б	24,2	1200	условие выполняется
МКП-110Б	8,2	1200	условие выполняется
РГ-2-110, РЛНДЗ-1-110	24,2	1200	условие выполняется
РГ-2-110, РЛНДЗ-1-110	8,2	1200	условие выполняется
ТБМО-110	24,2	1200	условие выполняется
ТБМО-110	8,2	1200	условие выполняется
По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток):	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_{дин}, \text{кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
МКП-110Б	28,8	51	условие выполняется
МКП-110Б	16,8	51	условие выполняется
РГ-2-110, РЛНДЗ-1-110	28,8	51	условие выполняется
РГ-2-110, РЛНДЗ-1-110	16,8	51	условие выполняется
ТБМО-110	28,8	51	условие выполняется
ТБМО-110	16,8	51	условие выполняется

16 Выводы по результатам расчётов

По результатам расчётов уставок ДФЗ, для подключения и ввода в работу новых трансформаторов Т-3, Т-4 ПС 110 Мельниково, отсутствует необходимость изменения

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

действующих уставок ДФЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками со стороны Иркутской ГЭС.

По результатам проверки существующего оборудования на энергообъектах прилегающей сети 110 кВ расчётным токам КЗ на год ввода ПС 110 кВ Мельниково и на перспективу, установленное существующее коммутационное оборудование соответствует расчётным токам КЗ по термической и динамической стойкости. Разработки мероприятий по ограничению токов КЗ на объектах прилегающей сети не требуется, рекомендации по замене существующего оборудования прилегающей сети отсутствуют.

Выполненный расчет по определению времени до насыщения ТТ при КЗ является предварительным и должен уточняться на стадии РД для конкретного оборудования, принятого к установке.

Ввиду ограниченного диапазона задания уставки по сопротивлению в панели защит ЭПЗ-1636 ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково со стороны ПС 110 кВ Максимовская, не обеспечивается дальнейшее резервирование защит трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково. В качестве защиты, выполняющей функцию ближнего резервирования, используется второй комплект ДЗТ с функцией токовых ступенчатых защит.

Так как коэффициент чувствительности ДЗТ Т при КЗ на стороне СН/НН Т за токоограничивающим реактором обеспечивается, установка дифференциальной защиты ошиновки не требуется (согласно п.67 Требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённых Приказом №101 от 13.02.2019г.).

По результатам расчётов, на ПС 110 кВ Мельниково, допустима работа трансформаторов в нормальном режиме с разземленной нейтралью.

Для подключения и ввода в работу ПС 110 Мельниково, необходимо выполнить изменение уставок КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками со стороны Иркутской ГЭС согласно таблицы 46.

Таблица 46 - Корректировка уставок прилегающей сети

Параметр	Действующее значение первичная величина/ вторичная величина	Новое значение первичная величина/ вторичная величина	Диапазон задания уставки, вторичная величина
ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками со стороны Иркутской ГЭС			
Дистанционная защита ЭКРА ШЭ2607 016			
Уставка по оси X характеристики IV ступени, Ом	52,2 / 9,49	164,0 / 29,8	(0,2 – 100) Ом
Уставка по оси R характеристики IV ступени, Ом	22,0 / 4,0	84,0 / 15,3	(0,2 – 100) Ом
ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково со стороны ПС 110 кВ Максимовская			
Дистанционная защита ЭПЗ-1636			
Время срабатывания III ступени, с	2,3	3,8	-

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