



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Энергетика, автоматика и системы коммуникаций»

Практикум по дисциплине

«Проектирование систем релейной защиты и автоматики»

Автор
Шелест В.А.

Ростов-на-Дону, 2017

Аннотация

Методические указания предназначены для подготовки магистров заочной формы обучения по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и ОПОП «Интеллектуальные электроэнергетические системы».

Рецензент: д.т.н., профессор Цыгулев Н.И.

Автор

к.т.н., доцент, профессор кафедры «ЭАиСК» Шелест В.А.





Оглавление

Введение.....	4
Рекомендации и темы практических занятий.....	5
1. Расчет дифференциальной защиты кабельной линии.....	6
2. Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора.....	9
3. Расчета дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора.....	12
4. Расчет дифференциальной защиты сборных шин подстанции 110 КВ	17
Дополнительная литература	24

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих указаниях рассматриваются вопросы комплексного проектирования релейной защиты электрических сетей. Уделено основное внимание дифференциальным защитам линий электропередач, трансформаторов и сборных шин электрических подстанций. Даются рекомендации по выбору расчетных режимов и расчету токов короткого замыкания для релейной защиты. Рассматриваются принципы выполнения и методики расчета уставок срабатывания реле.

Успешному решению задач на практических занятиях способствует знание теоретических основ релейной защиты и автоматики.

В методических указаниях проектирование нацелено на реализацию основного назначения релейной защиты и автоматики: локализацию аварии и подготовку электрической сети для быстрого автоматического восстановления электроснабжения потребителей при повреждениях на линиях электропередач и электрических подстанциях.

Рассматриваются методики расчета уставок срабатывания дифференциальных защит линий электропередач, силовых трансформаторов и сборных шин электрических подстанций. Даются примеры расчета уставок перечисленных дифференциальных защит.

В методических указаниях обозначается цель выполняемой работы, даются общие сведения по темам практических занятий, подробно изложен порядок выполнения расчетов.

В отчет по практическим занятиям включаются результаты выполненных домашних заданий по индивидуальным вариантам.

Методика решения задач на практических занятиях содержит элементы научных исследований.

Методические указания предназначены для подготовки магистров заочной формы обучения по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и по ОПОП «Интеллектуальные электроэнергетические системы», изучающих курс «Проектирование систем релейной защиты и автоматики». Указания будут полезны студентам при выполнении научно-исследовательских работ и при подготовке докладов для участия в конференциях.

РЕКОМЕНДАЦИИ И ТЕМЫ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

1. Решению задач на практических занятиях предшествует изучение теоретической части курса по дисциплине.
2. На практических занятиях предусмотрено решение следующих задач: расчет дифференциальной защиты кабельной линии, расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора, расчет дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора и расчет дифференциальной защиты шин подстанции 110 кВ.
3. Студент должен принимать активное участие в решении задач в аудитории.
4. Решения задач печатаются в отчете.
5. При оформлении отчета по практическим занятиям следует использовать титульный лист с эмблемой ДГТУ.
6. Текст и формулы набираются в редакторе Word.
7. Рисунки и графики выполняются в графическом редакторе.
8. Отчет с решенными задачами не регистрируется в деканате
9. Перед экзаменом необходимо предъявить преподавателю отчет с решенными задачами практических занятий.
10. Студент должен пройти собеседование по решенным задачам.
11. Студент имеет право использовать отчет с решенными задачами на экзамене.
12. Возможны дистанционные консультации по решению задач практических занятий.

1. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

1.1. Исходные данные

Защита устанавливается на кабельной линии 10 кВ без ответвлений длиной 2 км по схеме, изображенной на рисунке 1.1.

Нагрузкой РТП1 является крупный синхронный электродвигатель М1 СТД 6300-2УХЛ4 ($\eta = 0,975$). Двигатель М1 вводится в работу устройством плавного пуска. Пусковой ток электродвигателя М1 составляет 1,1 кА. Расчет параметров срабатывания ДЗЛ выполняется из условия аварийного режима — при питании шин РТП1 по одной линии. Ток трехфазного КЗ на шинах РТП1 задан и составляет 16 кА.

Номинальный ток электродвигателя М1:

$$I_{\text{НОМ. ДВ.}} = \frac{P_{\text{НОМ. ДВ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ. ДВ.}} \cdot \eta} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,975} = 356 \text{ А} \approx 360 \text{ А.}$$

Номинальный ток остальных потребителей, подключенных к шинам РТП1, составляет $I_{\text{ПОТ}} = 60 \text{ А}$.

Суммарный номинальный ток потребителей, потребляемый от шин РТП1, составляет: $I_{\text{СУММ}} = I_{\text{НОМ. ДВ.}} + I_{\text{ПОТ}} = 60 + 360 = 420 \text{ А}$.

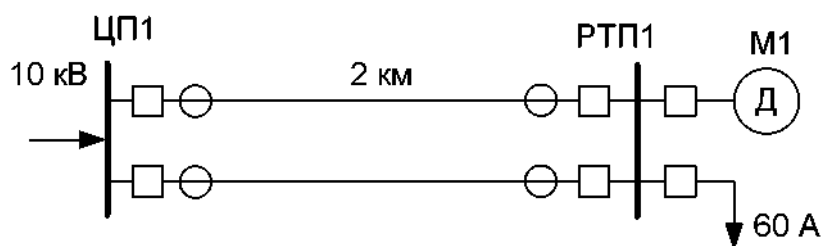


Рисунок 1.1 — Поясняющая схема линий 10 кВ

Результаты расчета токов КЗ для некоторых режимов приведены на рисунке 1.2.

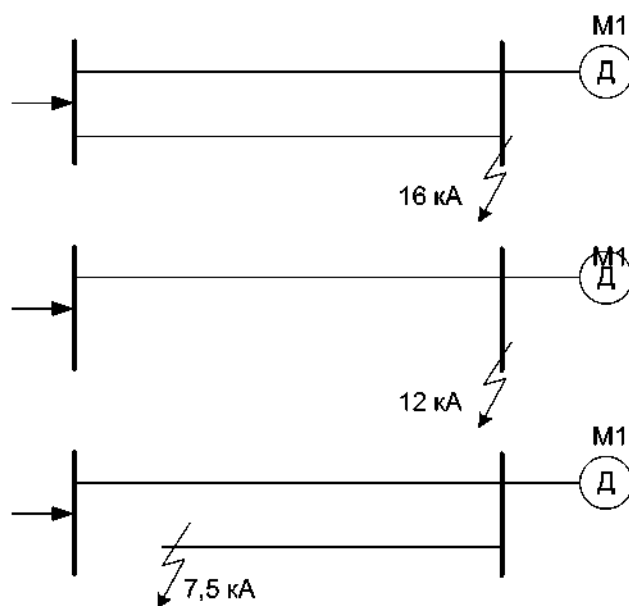


Рисунок 1.2 — Токи трехфазного КЗ

Согласно рисунка 1.2:

$$I_{КЗ\ ВНЕШ. МАКС.} = 12 \text{ кА}; I_{РАБ. МАКС.} = 420 \text{ А.}$$

1.2 Расчет коэффициента цифрового выравнивания.

Принимаем за базисный ток номинальный первичный ток ТТ: $I_B = 600 \text{ А}$. Коэффициент выравнивания токов определяем по (3)[5]:

$$K_{ВЫР. ТТ} = I_B / I_{НОМ} = 600 / 600 = 1.$$

1.3 Выбор параметров чувствительной ступени (ДЗЛ-2).

Ступень действует без выдержки времени:

$$T_{осн.} = T_{доп.} = 0.$$

Т.к. на линии отсутствуют ответвления, то минимальный ток срабатывания определяется по выражению (4)[5]: $I_{Д1}/I_B = 0,4$.

Выбор точки перехода со второго участка характеристики на третий осуществляется по выражению (8)[5]:

$$I_{Т2}/I_B = 4 \cdot I_{НОМ} / I_B = 4 \cdot 600 / 600 = 4,0.$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по выражению (10)[5]:

$$K_{СН.Т.} = 1 - 0,5 \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫР}) = 1 - 0,5 \cdot (4,0 \cdot 0,1 + 0,04) = 0,78.$$

Коэффициент торможения на втором участке определяется по выражению (9)[5]:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫР}) \cdot 100}{K_{СН.Т.}} = \frac{1,2 \cdot (4,0 \cdot 0,1 + 0,04) \cdot 100}{0,78} = 68 \%$$

Значение коэффициента торможения $K_{Т2}$ на третьем участке выбирается по выражению (11)[5]:

$$K_{Т2} = 1,5 \cdot K_{Т1} = 1,5 \cdot 68\% = 102 \%$$

Значение уставки $K_{Т2ГРУБ.}$ в соответствии с рекомендациями следует принять равным 200 %.

Точка перехода с первого участка на второй определяется по выражению (12)[5]:

$$I_{Т1}/I_B = I_{Д1}/I_B / (K_{Т1}/100) = 0,4 / 0,68 = 0,59.$$

Сводные значения уставок приведены в таблице 1.1.

1.4. Проверка чувствительности второй ступени (ДЗЛ-2).

Чувствительность ступени в режиме каскадного отключения двухфазного КЗ определяем по выражению (13)[5]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗМИН.}}}{(I_{\text{Д1}}/I_B) \cdot I_B} = \frac{0,87 \cdot 7500}{(0,4) \cdot 600} = 27.$$

Чувствительность ступени ДЗЛ-2 выполняется с большим запасом.

Таблица 1.1 — Рекомендуемые значения уставок

Наименование уставки	Значение
ДЗЛ-2 осн.	Вкл
<i>T_{осн.}, с</i>	0,00
<i>I_{д1}/I_б</i>	0,4
<i>I_{т1}/I_б</i>	0,59
<i>I_{т2}/I_б</i>	4,0
<i>K_{т1}, %</i>	68
<i>K_{т2}, %</i>	102
<i>K_{т2}груб, %</i>	200
Блокир. при БНТ	Откл
Внешний пуск	Откл
ДЗЛ-2 доп.	Откл
<i>T_{доп.}, с</i>	0,00
<i>I_{доп}/I_б</i>	2,0 (любое значение, т.к. ступень выведена из действия уставкой)

1.5.Выбор параметров третьей ступени (ДЗЛ-3).

Ввиду отсутствия на линии ответвлений третью ступень можно вывести из действия.

1.6.Выбор параметров дифференциальной отсечки (ДЗЛ-1).

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется по выражению (17)[5]:

$$I_{диф}/I_{б} = 0,84 \cdot I_{кзвн.макс.}/I_{б} = 0,84 \cdot 12000/600 = 16,8.$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-ДЗЛ-01». Руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
- 2 Руководящие указания по релейной защите. Вып.13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты.- М.: Энергоатомиздат, 1985.-96 с.
- 3 Руководящие указания по релейной защите, вып.9. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110-330 кВ,-М.:Энергия,1972.-112 с.
- 4 Дмитренко А.М. об использовании предельной кратности трансформаторов тока при проектировании и анализе поведения дифференциальных защит трансформаторов.// Электрические станции.-2003-.№ 2 –с.20-25
- 5 Рекомендации по применению и выбору уставок устройства дифференциальной защиты линий «Сириус-2-ДЗЛ-01».– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

2. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХОБОМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

2.1. Исходные данные для расчета соответствуют примерам 2.3.1. и 2.3.2 из [1].

Двухобмоточный трансформатор 115/6,6 кВ мощностью 16 МВА. РПН в нейтрали ВН с пределом регулирования $\pm 16\%$ от номинального напряжения, реально используемый диапазон $\pm 13\%$. Сборка обмоток Yd-11. Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН - 150/5; на стороне НН - 2000/5. ТТ собраны по схеме «звезда» с обеих сторон трансформатора. Класс точности - 10Р.

2.2. Выбор общих параметров дифференциальной защиты.

Таблица 2.1 - Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ ПЕРВ.} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ, СР}}$	$\frac{16000}{115\sqrt{3}} = 80,4$	$\frac{16000}{6,6\sqrt{3}} = 1400$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I = \left(\frac{I_{ПЕРВ. ТТ}}{I_{ВТОР. ТТ}} \right)$	150/5	2000/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y, D	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ ВТОР.} = \frac{I_{НОМ ПЕРВ.}}{K_I} \cdot k_{СХ}$	$\frac{80,4 \cdot 1}{150/5} = 2,68$	$\frac{1400 \cdot 1}{2000/5} = 3,5$
Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой)	«Iбаз ВН», «Iбаз НН» диапазон уставок: (0,15—30,00) А	2,68	3,50

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5А$ базис-ные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 2,68 и 3,5 укладываются в указанный диапазон.

С учетом реально используемого диапазона регулирования РПН, принимаем уставку «Размах РПН, %» равной 13.

Уставки «Группа ТТ ВН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в [2].

Пусть в соответствии с принятым обозначением [2] используется первый тип подключения дифференциальной защиты, то есть разноименные группы сборки ТТ. Для трансформатора Yd-11 в сети с заземленной нейтралью на стороне ВН (110 кВ) по таблицам получаем следующие значения уставок: «Группа ТТ ВН — 11» и «Группа ТТ НН — 0».

2.3 Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Таблица 2.2 – Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{НБ\text{ РАСЧ.}*} = K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{\partial 1 / I_{\text{Баз}}} \geq K_{ОТС} I_{НБ\text{ РАСЧ.}*}$	$1,2 \cdot 0,37 = 0,44$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\partial 1 / I_{\text{Баз}}}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{\text{Баз}}$	принимается 0,50
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН.Т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ.}*}$	$1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = 100 I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ.}*} / K_{СН.Т.}$	$100 \cdot 1,3 \cdot 0,37 / 0,815 = 59$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{ТОРМ. \%}$ » диапазон уставки: (10—100) %	59
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\partial 2 / I_{\text{НОМ}}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{\text{НОМ}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\partial 2 / I_{\partial 1}}$ диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

2.4 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Согласно примера [1] для рассматриваемого трансформатора максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 1022 А.

Таблица 2.3 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{КЗ ВНЕШ. МАКС}}$	1022
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах)	$I_{\text{КЗ ВНЕШ. МАКС}}^* = I_{\text{КЗ ВНЕШ. МАКС}} / I_{\text{НОМ. ВН}}$	$1022 / 80,4 = 12,8$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = K_{ОТС} (K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) I_{\text{КЗ ВНЕШ. МАКС.}*}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \times 12,8 = 9,02$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	должно выполняться условие: $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{Баз}} \geq I_{НБ}$ и $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{Баз}} \geq 6$	принимается значение 9
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	« $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{Баз}}$ » диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{\text{Баз}}$	9

2.5 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2 [1]. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Руководящие указания по релейной защите. Вып.13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с.
- 2 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
- 3 Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
- 4 Рекомендации по применению и выбору уставок дифференциального модуля SPCD 3D53 реле SPAD 346С. SPAD 346С. Дифференциальное реле с торможением. Руководство пользователя и техническое описание.-АББ Реле – Чебоксары, 1999.
- 5 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т».– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

3. РАСЧЕТА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРЕХОБОМОТЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 Исходные данные для расчета соответствует примеру 3.3 из [1].

Трехобмоточный трансформатор ТДТН 115 ($\pm 9 \times 1,77 = 16\%$) / 38,5 / 11 (кВ) мощностью 40 МВ·А. РПН установлен в нейтрали обмотки ВН. Сборка обмоток $Yud-0-11$. Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН - 400/5; на стороне СН - 1500/5; на стороне НН - 3000/5. ТТ собраны по схеме «звезда» со всех сторон трансформатора. Класс точности - 10Р.

Трансформатор установлен на двухтрансформаторной подстанции. Питание имеется только со стороны ВН, на сторонах ВН и СН трансформаторы работают параллельно. На стороне НН имеется расцепленный реактор, входящий в зону дифференциальной защиты. Первичная схема подстанции, схема замещения и токораспределение в расчетных режимах взяты с рисунка 3.4 из [1] и приведены на рисунке 3.1.

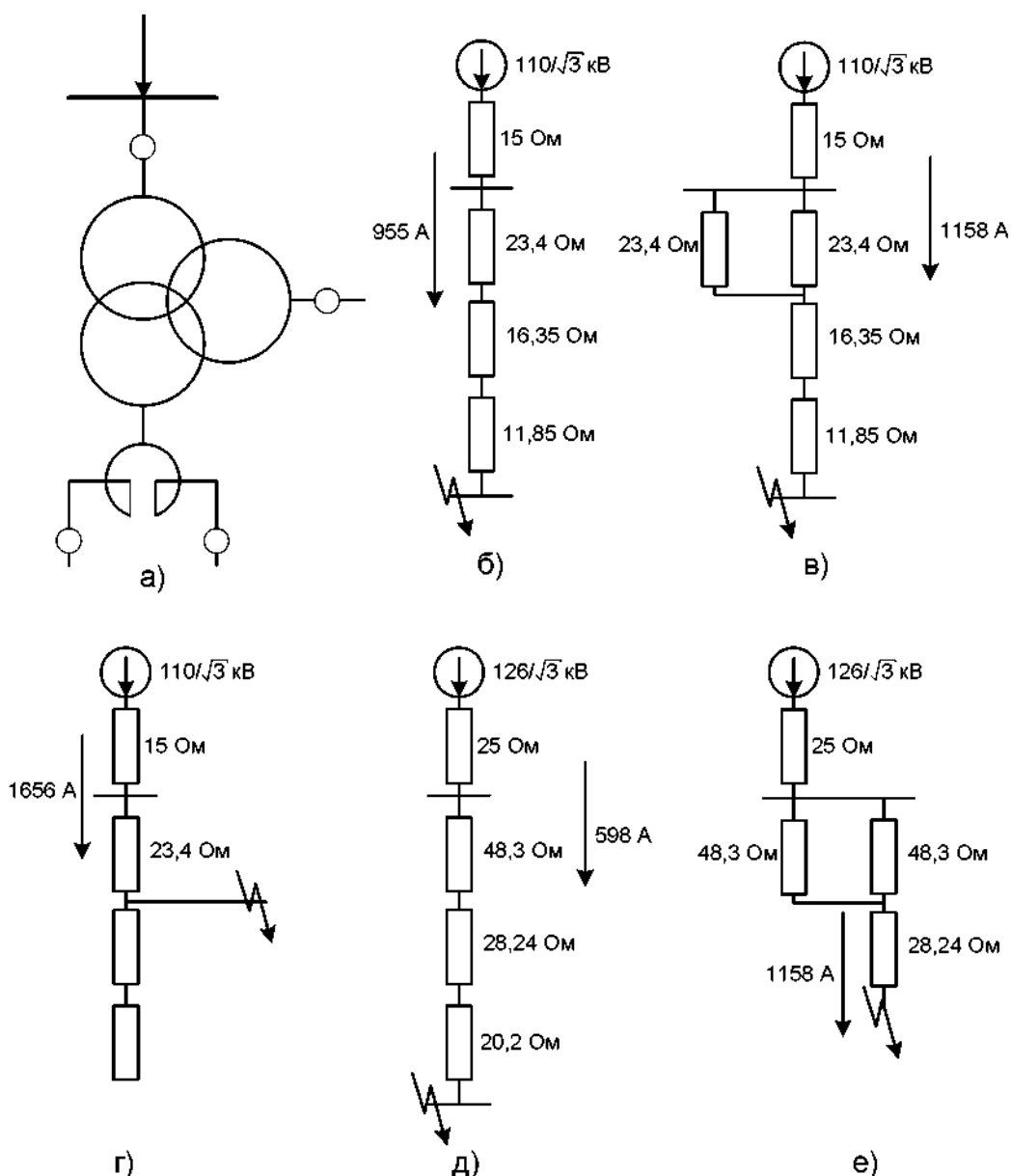


Рисунок 3-1 – Первичная схема (а),
схемы для расчета токов КЗ на стороне НН (б, в, д, е) и на стороне СН (г)

3.2 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

В [1] за реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

$$96,5 + (126 - 96,5) / 2 = 111,25 \text{ кВ.}$$

Это значение и принимаем за $U_{опт}$. Дальнейший расчет сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СР}}$	$\frac{40000}{111,25\sqrt{3}} = 208$	$\frac{40000}{38,5\sqrt{3}} = 600$	$\frac{40000}{11\sqrt{3}} = 2102$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I (I_{ПЕРВ,ТТ} / I_{ВТОР,ТТ})$	400/5	1500/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y, D	Y	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ ВТОР} = \frac{I_{НОМ ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{СХ}$	$\frac{208 \cdot 1}{400/5} = 2,6$	$\frac{600 \cdot 1}{1500/5} = 2$	$\frac{2102 \cdot 1}{3000/5} = 3,5$
Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой)	«Iбаз ВН», «Iбаз СН», «Iбаз НН» диапазон уставок: (0,15—15,00) А	2,60	2,00	3,50
Группа соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ)	—	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11)	—	11	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы)	«Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН», «Группа ТТ НН», диапазон значений: (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11)	11	11	0
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \cdot (126 - 96,5) / (2 \cdot 111,25) = 13$		

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5А$ базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 - 10,00) А. Значения 2,60; 2,00 и 3,50 укладываются в указанный диапазон.

С учетом реально используемого диапазона регулирования РПН, принимаем уставку «Размах РПН, %» равной 13.

Уставки «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в [2].

В соответствии с параметрами силового трансформатора принимаем значения уставок: «Сторона РПН - ВН»; «Δ Нступени, % - 1,77».

3.3 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая $\Delta U_{РПН}$ превышает значение 0,04.

Таблица 3.2 – Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{НБ\text{ РАСЧ.}*} = K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{\Delta 1\text{ чувс/Лбаз}} \geq K_{ОТС} I_{НБ\text{ РАСЧ.}*}$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\Delta 1\text{ чувс/Лбаз}}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{БАЗ}$	принимаем 0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН.Т.} = \sqrt{1 - I_{НБ\text{ РАСЧ.}*}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ.}*} / K_{СН.Т.}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,28 / 0,85 = 39,5$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{ТОРМ\text{ ЧУВС.}\%}$ » диапазон уставки: (10—100) %	40
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\Delta 2\text{ чувс/Лном}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{НОМ}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\Delta 2/1\Delta 21}$ диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем $\Delta U_{РПН} = 0,13$.

Таблица 3.3 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{НБ\text{ РАСЧ.}*} = K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{\Delta 1\text{ груб/Лбаз}} \geq K_{ОТС} I_{НБ\text{ РАСЧ.}*}$	$1,2 \cdot 0,37 = 0,44$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\Delta 1\text{ груб/Лбаз}}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{БАЗ}$	принимаем 0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН.Т.} = \sqrt{1 - I_{НБ\text{ РАСЧ.}*}}$	$\sqrt{1 - 0,37} = 0,79$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ.}*} / K_{СН.Т.}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,37 / 0,79 = 56$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{ТОРМ\text{ ГРУБ.}\%}$ » диапазон уставки: (10—100) %	56
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\Delta 2\text{ груб/Лном}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{НОМ}$	2,0

3.4 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Согласно примера [1] для рассматриваемого трансформатора производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН (рисунок 2, в), а также при КЗ на стороне СН (рисунок 2, г). В соответствии с рекомендациями принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1.

Таблица 3.4 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		СН	НН
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{КЗ\text{ ВНЕШ. МАКС}}$	1158	1656
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах)	$I_{КЗ\text{ ВНЕШ. МАКС}}^* = I_{КЗ\text{ ВНЕШ. МАКС}} / I_{БАЗ.\text{ ВН}}$	$1158 / 208 = 5,6$	$1656 / 208 = 8,0$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = K_{ОТС} (K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) I_{КЗ\text{ ВН. МАКС.}}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 5,6 = 3,95$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 8,0 = 5,64$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	должно выполняться условие: $I_{диф}/I_{баз} \geq I_{НБ}$ и $I_{диф}/I_{баз} \geq 6$	принимаем значение 6,0	
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	« $I_{диф. чувс}/I_{баз}$ » = « $I_{диф. груб}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{БАЗ}$	6,0	

3.5 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2 [1]. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно. Для демонстрации ниже приводится пример расчета чувствительности.

Рассчитаем коэффициент чувствительности для рассматриваемой сети (рисунок 2, а). Расчет производится для грубых уставок.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{С.З.} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1\text{ груб}} / I_{НОМ}) = 208 \cdot 0,5 = 104 \text{ А.}$$

При проверке чувствительности защиты учитываем, что благодаря направленности торможения при внутренних КЗ тормозной ток отсутствует.

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН ниже реактора (рисунок 2, д):

$$K_{ч} = 598 \cdot 0,87 / 104 = 5,0.$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН выше реактора (рисунок 2, е):

$$K_{ч} = 941 \cdot 0,87 / 104 = 7,9.$$

Чувствительность при КЗ на стороне СН (рисунок 2, г):

$$K_{ч} = 1656 / 104 = 15,9.$$

Поскольку защита трансформатора достаточно чувствительна при КЗ ниже реактора, установка самостоятельной защиты реактора не требуется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Руководящие указания по релейной защите. Вып.13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с.
- 2 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-ТЗ». Руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
- 3 Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
- 4 Рекомендации по применению и выбору уставок дифференциального модуля SPCD 3D53 реле SPAD 346С. SPAD 346С. Дифференциальное реле с торможением. Руководство пользователя и техническое описание.-АББ Реле – Чебоксары, 1999.
- 5 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-ТЗ».– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

4. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ СБОРНЫХ ШИН ПОДСТАНЦИИ 110 КВ

Значения коэффициентов трансформации трансформаторов тока, используемых на присоединениях ПС-110 кВ (рис. 4.1), приведены в табл. 4.1.

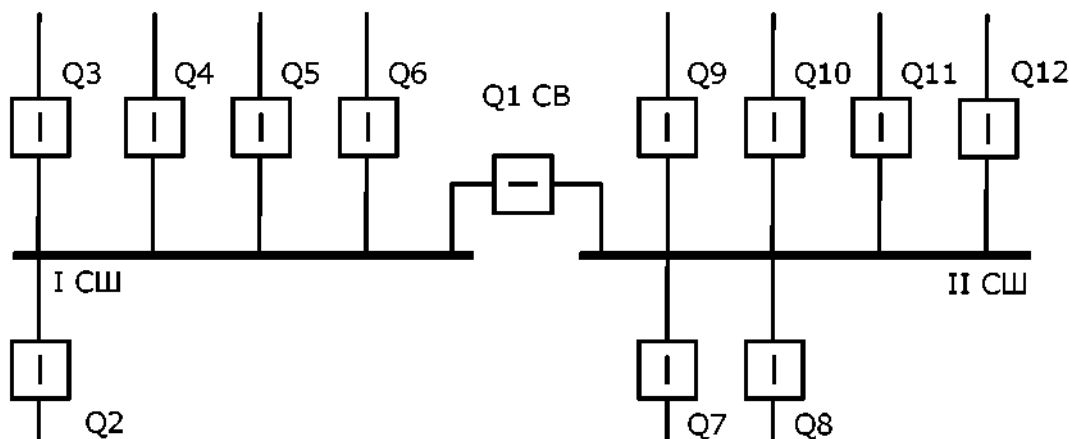


Рисунок. 4.1 – Схема ПС-110 кВ

Для всех присоединений допускается только один цикл работы алгоритма АПВ. Предусмотрено опробование систем шин от присоединений, а также присоединений от систем шин по схеме «закрытого плеча». Опробование присоединений по схеме «открытого плеча» не предусмотрено. Выключатели $Q3$ и $Q11$ двух присоединений (ВЛ-110 кВ «Восточная» и ВЛ-110 кВ «Западная») не должны отключаться по сигналу ДЗШ.

Таблица 4.1 – Значения $K_{ТТ}$ трансформаторов тока на присоединениях

Присоединение и выключатель	$K_{ТТ}$
Система шин I	
ВЛ-110 кВ «Центральная-1», $Q6$	600/5
ВЛ-110 кВ «Южная-1», $Q5$	600/5
ВЛ-110 кВ «Северная-1», $Q4$	600/5
ВЛ-110 кВ «Восточная», $Q3$	600/5
АТ-1 ПС-110 кВ «Северо-Запад», $Q2$	1000/5
Система шин II	
ВЛ-110 кВ «Центральная-2», $Q12$	600/5
ВЛ-110 кВ «Западная», $Q11$	600/5
ВЛ-110 кВ «Северная-2», $Q10$	600/5
ВЛ-110 кВ «Лесная-2», $Q9$	600/5
АТ-2 ПС-110 кВ «Северо-Запад», $Q8$	1000/5
АТ-3 ПС-110 кВ «Северо-Запад», $Q7$	1000/5
Секционный выключатель	
СВ-110 кВ, $Q1 СВ$	1000/5

Схема на рис. 4.1 имеет следующие значения токов $K3$:

$I_{К3\text{МАКС}} = 15\ 000\ \text{А}$ – в максимальном режиме работы;

$I_{КЗМИН} = 10\ 050\ \text{А}$ - в минимальном режиме работы;
 $I_{КЗМИНОПРСШ I} = 4\ 200\ \text{А}$ - в режиме опробования I системы шин;
 $I_{КЗМИНОПРСШ II} = 4\ 500\ \text{А}$ - в режиме опробования II системы шин.

Максимальный рабочий ток наиболее мощного присоединения:

$$I_{НАГР. МАКС} = 980\ \text{А}.$$

Минимальный рабочий ток наименее мощного присоединения:

$$I_{НАГР. МИН} = 520\ \text{А}.$$

Номинальные токи присоединений, которые не должны отключаться по сигналу ДЗШ:

$$I_{НОМ. ТР ПС ВОСТОЧНАЯ} = 550\ \text{А};$$

$$I_{НОМ. ТР ПС ЗАПАДНАЯ} = 570\ \text{А}.$$

Выполняем расчёт коэффициентов цифрового выравнивания вторичных токов ТТ. В качестве базисного принимаем коэффициент трансформации ТТ с наибольшим номинальным первичным током, т.е. $K_{ТТ.БАЗ} = 1\ 000/5$. Используя формулу (4.1)[4] находим значение коэффициента $K_{ЦВ.П}$ для присоединений с трансформаторами тока, имеющими коэффициент трансформации:

$$K_{ТТ} = 1\ 000/5$$

$$K_{ЦВ.П} = \frac{K_{ТТ.П}}{K_{ТТ.БАЗ}} = \frac{1\ 000/5}{1\ 000/5} = 1,0;$$

$$K_{ТТ} = 600/5$$

$$K_{ЦВ.П} = \frac{K_{ТТ.П}}{K_{ТТ.БАЗ}} = \frac{600/5}{1\ 000/5} = 0,6.$$

После нахождения коэффициентов цифрового выравнивания переходим к выбору характеристик ПТН в блоках БМРЗ. Подставив в формулу (4.4) [4] соответствующие расчетные значения, находим максимально допустимое значение тока в измерительном канале для присоединений с $K_{ТТ} = 1\ 000/5$:

$$i_{МАКС. ПТН} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{К МАКС}}{K_{ТТ}} = 2 \cdot \frac{15\ 000}{1\ 000/5} = 150\ \text{А}.$$

Для присоединений с $K_{ТТ} = 1\ 000/5$ выбираем ПТН с $I_{НОМ. ПТН} = 2,5\ \text{А}$, для которого в эксплуатационной документации терминала БМРЗ указано значение $i_{МАКС. ПТН} = 250\ \text{А}$. Подставив в формулу (4.4)[4] соответствующие расчетные значения, находим максимально допустимое значение тока в измерительном канале для присоединений с $K_{ТТ} = 600/5$:

$$i_{\text{МАКС.ПТН}} \geq k_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{\text{КМАКС}}}{K_{\text{ТТ}}} = 2 \cdot \frac{15\,000}{600/5} = 250 \text{ А.}$$

Для присоединений с $K_{\text{ТТ}} = 600/5$ выбираем ПТН с $I_{\text{НОМ.ПТН}} = 2,5 \text{ А}$, для которого в эксплуатационной документации терминала БМРЗ указано значение $i_{\text{МАКС.ПТН}} = 250 \text{ А}$.

В руководстве по эксплуатации терминала БМРЗ [2] рекомендовано после выбора ПТН проверять для каждого присоединения выполнение соотношения

$$0,5 \leq K_{\text{ЦВ.П}} \cdot \frac{I_{\text{ПТНП}}}{I_{\text{ПТНБАЗ}}} \leq 2.$$

где $I_{\text{ПТНБАЗ}}$ - значение $i_{\text{МАКС.ПТН}}$ для присоединения, выбранного в качестве базисного и на котором установлен ТТ с $K_{\text{ТТ}} = 1\,000/5$;

$I_{\text{ПТНП}}$ - значение $i_{\text{МАКС.ПТН}}$ для рассматриваемого присоединения.

Проверим выполнение соотношения (4.4) для присоединений, на которых установлены трансформаторы тока с $K_{\text{ТТ}} = 1\,000/5$:

$$0,5 \leq \left[1,0 \cdot \frac{250}{250} = 1,0 \right] \leq 2.$$

Проверка показала, что условие (4.4) для этих присоединений выполняется. Проверим выполнение соотношения (4.4) для присоединений, на которых установлены трансформаторы тока с $K_{\text{ТТ}} = 600/5$:

$$0,5 \leq \left[0,6 \cdot \frac{250}{250} = 0,6 \right] \leq 2.$$

Проверка показала, что условие (4.4) [4] для этих присоединений выполняется. Выполняем расчёт уставок ДТО. Максимальный расчётный ток небаланса $I_{\text{НБМАКС}}$ при максимальном токе внешнего КЗ находим по формуле (5.1)[4]:

$$I_{\text{НБМАКС}} = (\varepsilon_{\text{МАКС}} \cdot k_{\sigma} \cdot k_{\text{ОДН}} + \gamma) \cdot I_{\text{КЗМАКС}} = (0,1 \cdot 4 \cdot 1 + 0,05) 15\,000 = 6750 \text{ А.}$$

Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ рассчитываем по формуле (5.2)[4]:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБМАКС}} = 1,5 \cdot 6750 = 10\,125 \text{ А.}$$

Выполняем расчёт уставок ДЗТ. Для определения уставки начального тока срабатывания органов ДЗТ $I_{\text{ДЗТНАЧ}}$ используем формулу (6.1)[4], подставив в неё исходные данные:

$$I_{\text{ДЗТНАЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}} = 1,2 \cdot 980 = 1176 \text{ А.}$$

Для нахождения максимального тока небаланса в рабочем режиме $I_{\text{НБРАБ}}$ подставим в формулу (6.2)[4] исходные данные:

$$I_{\text{НБРАБ}} = (\varepsilon_{\text{НАГР.МАКС}} + \gamma) \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}} = (0,1 + 0,05) 980 = 147 \text{ А.}$$

Используя исходные данные и формулу (6.3)[4] находим уставку срабатывания ступени ДЗШ, действующую на сигнализацию при обрыве вторичных цепей ТТ $I_{\text{НЕСРАБ}}$:

$$I_{НБ\ СРАБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ РАБ} = 1,4 \cdot 147 = 206 \text{ А.}$$

Уставка срабатывания $I_{НБ\ СРАБ}$ ступени ДЗШ, действующей на сигнализацию приобрыве вторичных цепей ТТ, должна удовлетворять условию (6.4)[4]: $206 < 0,9 \cdot 520 = 468$. Условие выполняется.

Таким образом, ступень с действием на сигнализацию может быть введена в работу.

Используя формулу (6.5)[4], находим коэффициент торможения K_T органов ДЗТ:

$$K_T = \frac{I_{ДТО} - I_{НБ\ РАБ}}{I_{КЗ\ МАКС} - I_{НАТР.\ МАКС}} = \frac{10\ 125 - 147}{15\ 000 - 980} = 0,71.$$

Для нахождения уставки тока начала участка торможения $I_{Т\ органов\ ДЗТ}$ используем формулу (6.6)[4]:

$$I_{ТТ} = I_{НАТР.\ МАКС} \cdot \left(1 + \frac{1,05}{K_T} \right) = 980 \cdot \left(1 + \frac{1,05}{0,71} \right) = 2\ 429 \text{ А.}$$

Для определения уставки срабатывания $I_{ДЗТ\ НАЧ}$ «чувствительных» органов ДЗТ воспользуемся формулой (6.7), используя данные о номинальных токах присоединений, подключённых к шинам в момент опробования:

$$I_{ДЗТ\ НАЧ.\ Ч} = K_N \cdot \varepsilon_{НОМ} \cdot K_{БТН} \cdot I_{НОМ.\ ТР.\ ПС\ ЗАПАДНАЯ}.$$

Расчёт $I_{ДЗТ\ НАЧ}$ производим для случая опробования II системы шин, так как номинальный ток ВЛ-110 кВ «Западная», подключенной к II системе шин в режиме опробования, больше номинального тока ВЛ-110 кВ «Восточная», подключенной к I системе шин в режиме опробования.

Подставив в формулу (4.16) исходные данные, получим:

$$I_{ДЗТ\ НАЧ.\ Ч} = 1,5 \cdot 0,1 \cdot 5 \cdot 570 = 428 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения $K_{Т\ Ч}$ участка торможения «чувствительных» органов ДЗТ принимаем равным найденному ранее (4-14) значению K_T :

$$K_{Т\ Ч} = K_T = 0,71.$$

Уставку по току начала торможения $I_{Т\ Ч}$ «чувствительных» органов ДЗТ принимаем равной уставке $I_{Т\ органов\ ДЗТ}$:

$$I_{Т\ Ч} = I_{Т} = 2\ 429 \text{ А.}$$

Выполняем проверку чувствительности ДЗТ. Коэффициент чувствительности $K_{Ч\ НОРМ\ органов\ ДЗТ}$ находим по формуле (6.9)[4], подставляя в неё полученные при расчете данные:

$$K_{Ч\ НОРМ} = \frac{I_{КЗ\ МИН}}{I_{ДЗТ\ НАЧ}} = \frac{10\ 050}{1\ 176} = 8,55.$$

Используя эту же формулу, находим коэффициент чувствительности $K_{Ч\ НОРМ}$ «чувствительных» органов ДЗТ в режиме опробования I системы шин, так как значение тока КЗ в этом случае минимально:

$$K_{\text{Ч НОРМ}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН стр 1СШ}}}{I_{\text{ДЗТ НАЧ Ч}}} = \frac{4\,200}{428} = 9,81.$$

Результаты проверки чувствительности показывают, что требования ПУЭ (см. [1], п. 3.2.21) по чувствительности ДЗТ выполняются.

Выполняем перевод уставок в относительные единицы. Для ввода полученных уставок в терминал БМРЗ переведем полученные в именованных единицах значения уставок в относительные единицы, учитывая что номинальный ток базисного присоединения $I_{\text{НОМ.Б}} = 1\,000\text{ А}$.

Уставки срабатывания в относительных единицах будут равны: - для ДТО

$$I_{\text{ДТО}} = \frac{10125\text{ А}}{1000\text{ А}} = 10,13;$$

- для начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{ДЗТ НАЧ}} = \frac{1\,176\text{ А}}{1\,000\text{ А}} = 1,18;$$

- для «чувствительного» органа ДЗТ:

$$I_{\text{ДЗТ НАЧ}} = \frac{428\text{ А}}{1\,000\text{ А}} = 0,43;$$

- для тока начала торможения ДЗТ:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{2429\text{ А}}{1000\text{ А}} = 2,43;$$

- для степени сигнализации о небалансе:

$$I_{\text{НБ}} = \frac{206\text{ А}}{1\,000\text{ А}} = 0,21.$$

Рассчитанные и выбранные уставки для терминала БМРЗ, сведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2-Уставки защиты для ввода в терминал БМРЗ

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для присоединений с $K_{\text{ПТ}}=1\ 000/5$	$I_{\text{НОМ. ПТН}}$	2,5 А
Номинальный ток ПТН для присоединений с $K_{\text{ПТ}}=600/5$	$I_{\text{НОМ. ПТН}}$	2,5 А
Ток срабатывания ДТО	$I_{\text{ДТО}}$	10,13 А
Ток сигнализации о небалансе	$I_{\text{НБ}}$	0,21 А
Начальный ток срабатывания ДЗТ	$I_{\text{ДЗТ НАЧ}}$	1,18 А
Ток начала торможения ДЗТ	$I_{\text{НТ}}$	2,43 А
Коэффициент торможения ДЗТ	K_{T}	0,71
Начальный ток срабатывания «чувствительного» органа ДЗТ	$I_{\text{ДЗТ НАЧ. Ч}}$	0,43 А
Ток начала торможения «чувствительного» органа ДЗТ	$I_{\text{НТ Ч}}$	2,43 А
Коэффициент торможения «чувствительного» органа ДЗТ	$K_{\text{T Ч}}$	0,71

По данным таблицы. 4.2 строим характеристики срабатывания защиты (рис. 4.2).

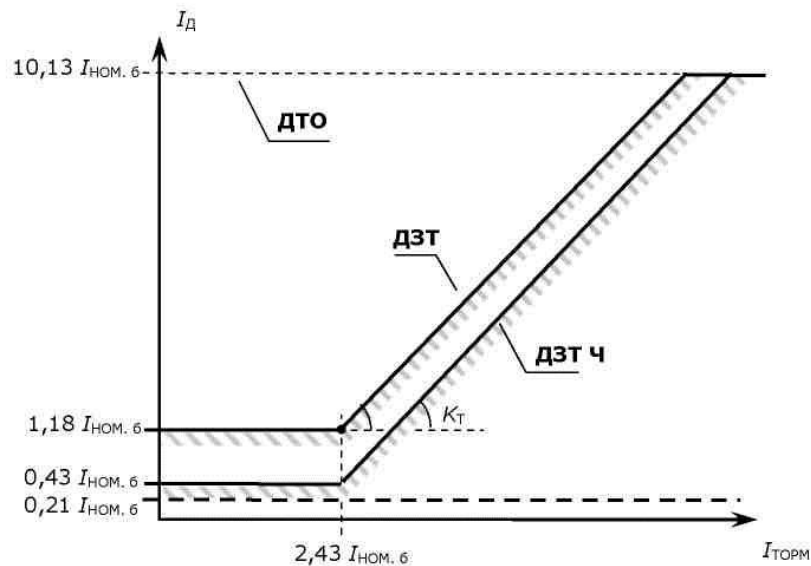


Рис. 4.2. Характеристики ДТО, ДЗТ и «чувствительного» органа ДЗТ (ДЗТ Ч)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. –6-е изд.
2. ДИВГ.648228070-05 РЭ. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ДЗШ:руководство по эксплуатации.



3. ДИВГ.648228070-32 РЭ. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ДЗ0:руководство по эксплуатации.

4. Гондуров С.А. Дифференциальная токовая защита сборных шин и ошинок станций и подстанций напряжением 35-220 кВ терминалами БМРЗ./ С.А. Гондуров, Е.В. Илюхин, М.Г. Пирогов, А.Л. Соловьев.– Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2013.– стр. 30

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М. Релейная защита энергетических систем/ А.М. Федосеев // – М.: Энергия. – 1976. – 559 с.
2. Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. / А.Ф. Дьяков В.Ф., Платонов В.В. // - М: МЭИ. – 2000.- 243 с.
3. Копьев В.Н. Релейная защита. Вопросы проектирования / В.Н. Копьев // - Томск :ЭЛТИ ТПУ. – 2005.- 107 с.
4. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. / М.А. Шабад. // Л: Энергоатомиздат. – 1985.- 296 с.
5. Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем/ А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, М.М. Савин // – М.: Энергия. – 1977. – 440 с.
6. Засыпкин А.С. Автоматизация энергетических систем. Общая противоаварийная автоматика/ А.С. Засыпкин// -Новочеркасск: ЮРГТУ.- 2008. – 132 с
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования./ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков.// - М: Энергоатомиздат. – 1989. – 605 с