

**ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ,
РАБОТАЮЩИХ НА СБОРНЫЕ ШИНЫ**

**Расчёт уставок
Методические указания**

**Санкт-Петербург
2016**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 года №184 ФЗ "О техническом регулировании», а правила применения стандартов организаций – ГОСТ Р 1.4-2004 "Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения".

В настоящем стандарте приведены методики и пример расчёта уставок защит генераторов, работающих на сборные шины.

Методика расчёта носит рекомендательный характер.

Сведения о стандарте

1 **РАЗРАБОТАН** ООО "НТЦ "Механотроника"

Научно-технический руководитель работы:

Заведующий кафедрой Релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и систем Петербургского Энергетического Института Повышения Квалификации к.т.н. СОЛОВЬЁВ А. Л.

Исполнители:

Начальник отдела РЗА

ИВАНОВ И. В.

Главный специалист отдела проектирования

к.т.н. МИХАЛЕВ С. В.

Ведущий инженер-системотехник

СЕЛЬКОВ Е. А.

2 **УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом Генерального директора № _____ от _____

3 Код Общероссийского классификатора предприятий и организаций ОКПО - 23048570.

4 **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

Настоящий стандарт является объектом охраны в соответствии с международным и российским законодательствами об авторском праве.

Любое несанкционированное использование стандарта, включая копирование, тиражирование и распространение, но не ограничиваясь этим, влечёт применение к виновному лицу гражданско-правовой ответственности, а также уголовной ответственности в соответствии со статьёй 146 УК РФ и административной ответственности в соответствии со статьёй 7.12 КоАП РФ.

Содержание

1 Область применения	1
2 Обозначения и сокращения	2
3 Расчет токов КЗ генераторов	3
3.1 Расчет токов КЗ генераторов в начальный момент времени	3
3.2 Расчет тока КЗ генератора в установившемся режиме	5
4 Общие требования ПУЭ к защитам генераторов, работающих на сборные шины	7
5 Трансформаторы тока	9
5.1 Требования к трансформаторам тока	9
5.2 Погрешности ТТ	11
6 Защита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах	12
6.1 Общие сведения	12
6.2 Требования ПУЭ	13
6.3 Особенности выполнения дифференциальной защиты в терминалах БМРЗ-ГР	14
6.4 Дифференциальная токовая отсечка	17
6.5 Дифференциальная токовая защита с торможением	17
6.6 Уточнение уставок ДЗТ по результатам эксплуатации	18
6.7 Проверка чувствительности ДЗТ	18
6.8 Особенности выполнения ТО в терминалах БМРЗ-ГР	19
6.9 Расчет уставок ТО	20
7 Защита генератора от ОЗЗ в обмотке статора	21
7.1 Общие сведения	21
7.2 Требования ПУЭ	22
7.3 Особенности выполнения защиты от ОЗЗ в терминалах БМРЗ-ГР ..	22
7.4 Расчет уставок в сетях с изолированной и резистивно- заземленной нейтралью	23
7.5 Расчет токов ОЗЗ	25
7.6 Расчет уставок направленной защиты от ОЗЗ	26
7.7 Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю в сетях с компенсированной нейтралью	28
7.8 Расчет уставок сигнализации замыкания на землю и блокировки включения генераторного выключателя	28
8 Защита генератора от двойных замыканий на землю	29
8.1 Общие сведения	29
8.2 Требования ПУЭ	29
8.3 Особенности выполнения защиты от двойных замыканий на землю в терминалах БМРЗ-ГР	29
8.4 Расчет уставок	29
9 Защиты генератора от внешних КЗ	30
9.1 Общие сведения	30
9.2 Требования ПУЭ	30
9.3 Особенности выполнения защит от внешних КЗ в терминалах БМРЗ-ГР	31
9.4 Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению	32
9.5 Расчет уставок ТЗОП	34

10	Защита генератора от несимметричной перегрузки	35
10.1	Общие сведения.....	35
10.2	Требования ПУЭ	36
10.3	Особенности выполнения защиты от несимметричной перегрузки в терминалах БМРЗ-ГР	36
10.4	Расчет уставок защиты от несимметричной перегрузки.....	37
10.5	Расчет уставок сигнализации несимметричной перегрузки.....	38
11	Защита генератора от симметричной перегрузки обмотки статора....	39
11.1	Общие сведения.....	39
11.2	Требования ПУЭ	39
11.3	Особенности выполнения защиты от симметричной перегрузки в терминалах БМРЗ-ГР	39
11.4	Расчет уставок	40
12	Защита генератора от замыканий на землю в цепи возбуждения	41
12.1	Общие сведения.....	41
12.2	Требования ПУЭ	42
12.3	Особенности выполнения защиты от замыканий на землю в цепи возбуждения в терминалах БМРЗ-ГР	42
13	Защита генератора от потери возбуждения	42
13.1	Общие сведения.....	42
13.2	Требования ПУЭ	43
13.3	Особенности выполнения защиты от потери возбуждения в терминалах БМРЗ-ГР.....	43
13.4	Расчет уставок	44
14	Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения	45
14.1	Общие сведения.....	45
14.2	Особенности выполнения защиты от асинхронного режима без потери возбуждения в терминалах БМРЗ-ГР	46
14.3	Расчет уставок	47
15	Защита генератора от обратной активной мощности	48
15.1	Общие сведения.....	48
15.2	Особенности выполнения защиты от обратной активной мощности в терминалах БМРЗ-ГР	49
15.3	Расчет уставок	50
16	Контроль исправности измерительных цепей напряжения	51
16.1	Общие сведения.....	51
16.2	Особенности выполнения контроля исправности измерительных цепей напряжения в терминалах БМРЗ-ГР	51
16.3	Расчет уставок	52
17.	Пересчет уставок для ввода в терминал	52
17.1	Пересчет уставок из первичных значений во вторичные значения.....	52
17.2	Пересчет уставок из относительных значений во вторичные значения	53
Приложение А (обязательное) Рекомендации по настройке терминалов БМРЗ-ГР		54
Литература		73

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
СТО ДИВГ-057-2016
ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ,
РАБОТАЮЩИХ НА СБОРНЫЕ ШИНЫ
Расчёт уставок
Методические указания

1 Область применения

Настоящий стандарт соответствует требованиям и рекомендациям, изложенным в ПУЭ гл. 3.2 «Релейная защита» [1] и «Руководящих указаниях по релейной защите» выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

В стандарте учтены особенности построения и функционирования терминалов БМРЗ-ГР, а также опыт их эксплуатации.

При разработке настоящего стандарта учитывалась практика решений, принятых в отечественной электроэнергетике.

В настоящем стандарте приведены требования, предъявляемые к ТТ, для правильного функционирования терминала БМРЗ-ГР в установившихся и переходных режимах.

В настоящем стандарте дан комплексный подход к расчёту уставок и даны рекомендации по выбору выдержек времени следующих защит генераторов, работающих на сборные шины:

- защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- защиты от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети;
- защиты от внешних КЗ;
- защиты от перегрузки токами обратной последовательности;
- защиты от симметричной перегрузки обмотки статора;
- защиты от замыкания на землю в цепи возбуждения
- защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения;
- защиты от асинхронного режима без потери возбуждения;
- защита от обратной активной мощности.

Расчёты в стандарте выполнены в относительных или первичных значениях величин. Для ввода расчетных значений уставок в терминал БМРЗ-ГР необходимо относительные или первичные значения величин пересчитать во вторичные.

Использование стандарта позволит проектным организациям и эксплуатирующим предприятиям наиболее полно реализовать все преимущества, которыми обладают терминалы БМРЗ-ГР, выпускаемые ООО «НТЦ «Механотроника».

2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

АГП – автомат гашения поля;
АПВ – автоматическое повторное включение;
БМРЗ-ГР – блок микропроцессорный релейной защиты генераторов;
БФПО – базовое функциональное программное обеспечение;
ВН – высшее напряжение;
ВнЗ – внешняя защита;
ГТУ – газотурбинная установка;
ДГР – дугогасящий реактор;
ДЗТ – дифференциальная токовая защита с торможением;
ДЗ – дистанционная защита;
ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
ЗАР – защита от асинхронного режима;
ЗПВ – защита от потери возбуждения;
ЗРАМ – защита от реверса активной мощности;
КЗ – короткое замыкание;
КЦН – контроль цепей напряжения;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низшее напряжение;
ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;
о.е. – относительные единицы;
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
ОКЗ – отношение короткого замыкания;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПОН – пусковой орган по напряжению;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
СГ – синхронный генератор;
СВ – секционный выключатель;
ТЗН – трансформатор заземления нейтрали;
ТЗОП – токовая защита обратной последовательности;
ТН – трансформатор напряжения;
ТНПШ – шинный трансформатор тока нулевой последовательности;
ТО – токовая отсечка;
ТТ – трансформатор тока;
ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности;
УБК – устройство блокировки при качаниях;
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭЦК – электрический центр качаний;
ШСВ – шиносоединительный выключатель.

3 Расчет токов КЗ генераторов

3.1 Расчет токов КЗ генераторов в начальный момент времени

3.1.1 Расчет токов КЗ рекомендуется выполнять в соответствии с ГОСТ Р 52735-2007 [3] и РД 153-34.0-20.527-98[4], ниже приведена упрощенная методика расчета токов КЗ [5].

3.1.2 Расчеты токов КЗ выполняют в относительных единицах. Для расчета токов КЗ сопротивления элементов сети необходимо пересчитать в относительные единицы генератора.

Пересчет сопротивлений, выраженных в Омах, в относительные единицы генератора выполняют по формуле

$$Z_* = Z \cdot \frac{S_{Г.НОМ}}{U_{НОМ}^2}, \quad (3.1)$$

где Z – сопротивление элемента сети (линии, реактора), Ом;

$S_{Г.НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение элемента сети (линии, реактора), В.

Расчет сопротивления трансформатора, выраженного в относительных единицах генератора, выполняют по формуле

$$Z_* = u_k \cdot \frac{S_{Г.НОМ}}{S_{Т.НОМ}}, \quad (3.2)$$

где u_k – напряжение КЗ трансформатора, о.е.;

$S_{Г.НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А;

$S_{Т.НОМ}$ – номинальная полная мощность трансформатора, В·А.

3.1.3 Расчет начального значения периодической составляющей тока КЗ на выводах

3.1.3.1 Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на выводах СГ $I_{*КЗ(t=0)}^{(3)}$, о.е., определяют по формуле

$$I_{*КЗ(t=0)}^{(3)} = \frac{E_{*q}''}{x_{*d}''}. \quad (3.3)$$

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ на выводах СГ $I_{*КЗ(t=0)}^{(2)}$, о.е., определяют по формуле

$$I_{*КЗ(t=0)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{*q}''}{(x_{*d}'' + x_{*2})}. \quad (3.4)$$

Начальное значение тока обратной последовательности двухфазного КЗ на выводах СГ $I_{*2КЗ(t=0)}^{(2)}$, о.е., определяют по формуле

$$I_{*2КЗ(t=0)}^{(2)} = \frac{E_{*q}''}{(x_{*d}'' + x_{*2})}, \quad (3.5)$$

где E_{*q}'' – сверхпереходная ЭДС генератора, о.е. (см. 3.1.3.2);

x_{*d}'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.;

x_{*2} – индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.

3.1.3.2 Сверхпереходную ЭДС генераторов E''_{*q} , о.е., перед КЗ работавших в номинальном режиме, определяют по формуле [5]

$$E''_{*q} = \sqrt{1 + 2 \cdot x''_d \sin \varphi_{(0)} + x''_d{}^2} \quad (3.6)$$

или по приближенной формуле

$$E''_{*q} \approx 1 + x''_d \sin \varphi_{(0)}, \quad (3.7)$$

где x''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.;

$\varphi_{(0)}$ – угол мощности в номинальном режиме, градус.

3.1.4 Расчет начального значения периодической составляющей тока КЗ за трансформатором или реактором

3.1.4.1 Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за трансформатором или реактором $I_{*K3 \text{ тр}(t=0)}^{(3)}$, о.е., определяют по формуле

$$I_{*K3 \text{ тр}(t=0)}^{(3)} = \frac{E''_{*q}}{x''_d + x_{*1\text{э}}}. \quad (3.8)$$

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ за трансформатором или реактором $I_{*K3 \text{ тр}(t=0)}^{(2)*}$, о.е., определяют по формуле

$$I_{*K3 \text{ тр}(t=0)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E''_{*q}}{(x''_d + x_{*1\text{э}} + x_{*2} + x_{*2\text{э}})}. \quad (3.9)$$

Начальное значение тока обратной последовательности двухфазного КЗ за трансформатором или реактором $I_{*2 \text{ тр}(t=0)}^{(2)}$, о.е., определяют по формуле

$$I_{*2 \text{ КЗ тр}(t=0)}^{(2)} = \frac{E''_{*q}}{(x''_d + x_{*1\text{э}} + x_{*2} + x_{*2\text{э}})}, \quad (3.10)$$

где E''_{*q} – сверхпереходная ЭДС генератора, о.е.;

x''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.;

x_{*2} – индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.

$x_{*1\text{э}}$ – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности от выводов генератора до места КЗ, о.е. Пересчет сопротивлений отдельных элементов сети в относительные единицы генератора выполняют согласно 3.1.2;

$x_{*2\text{э}}$ – эквивалентное реактивное сопротивление обратной последовательности от выводов генератора до места КЗ, о.е. Пересчет сопротивлений отдельных элементов сети в относительные единицы генератора выполняют согласно 3.1.2.

3.1.4.2 Для получения токов в именованных единицах необходимо токи, выраженные в относительных единицах, умножить на номинальный ток генератора $I_{\Gamma.\text{НОМ}}$.

3.2 Расчет тока КЗ генератора в установившемся режиме

3.2.1 Расчет тока КЗ на выводах генератора в установившемся режиме

3.2.1.1 Ток установившегося режима трехфазного КЗ на выводах генератора $I_{*КЗ}^{(3)}(t=\infty)$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*КЗ}^{(3)}(t=\infty) = \frac{E_{*q}}{x_{*d}}. \quad (3.11)$$

Ток установившегося режима двухфазного КЗ на выводах СГ $I_{*КЗ}^{(2)}(t=\infty)$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*КЗ}^{(2)}(t=\infty) = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{*q}}{(x_{*d} + x_{*2})}. \quad (3.12)$$

Ток обратной последовательности установившегося режима двухфазного КЗ на выводах СГ $I_{*2}^{(2)}(t=\infty)$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*2}^{(2)}(t=\infty) = \frac{E_{*q}}{(x_{*d} + x_{*2})}, \quad (3.13)$$

где E_{*q} – поперечная ЭДС обмотки статора генератора в установившемся режиме, о. е. (см. 3.2.3);

x_{*d} – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о. е.;

x_{*2} – индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.

3.2.2 Расчет тока КЗ за трансформатором или реактором в установившемся режиме

3.2.2.1 Для определения тока от генератора в установившемся режиме трехфазного КЗ за трансформатором или реактором рассчитывают значение тока КЗ от генератора в начальный момент времени в относительных единицах $I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=0)$, по формуле (3.8).

3.2.2.2 При значении тока КЗ в начальный момент времени $I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=0)$, о. е., меньше 2 о. е. КЗ принимают удаленным. Ток при удаленных КЗ не затухает, поэтому ток установившегося режима трехфазного КЗ $I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=\infty)$ может быть принят равным $I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=0)$, о. е.

3.2.2.3 При значении тока КЗ $I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=0)$, о. е., больше 2 о. е., ток установившегося режима трехфазного КЗ за трансформатором или реактором $I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=\infty)$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*КЗ\ тр}^{(3)}(t=\infty) = \frac{E_{*q}}{x_{*d} + x_{*1э}}. \quad (3.14)$$

Ток установившегося режима двухфазного КЗ за трансформатором или реактором $I_{*КЗ\ тр}^{(2)*}(t=\infty)$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*КЗ\ тр}^{(2)*}(t=\infty) = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{*q}}{(x_{*d} + x_{*1э} + x_{*2} + x_{*2э})}. \quad (3.15)$$

Ток обратной последовательности установившегося режима двухфазного КЗ за трансформатором или реактором $I_{*2 \text{ тр}(t=\infty)}^{(2)}$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*2 \text{ КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)} = \frac{E_{*q}}{(x_{*d} + x_{*1э} + x_{*2} + x_{*2э})}, \quad (3.16)$$

где E_{*q} – поперечная ЭДС обмотки статора генератора в установившемся режиме, о. е. (см. 3.2.3);

x_{*d} – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о. е.;

$x_{*1э}$ – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности от выводов генератора до места КЗ, о. е.. Пересчет сопротивлений отдельных элементов сети в относительные единицы генератора выполняют согласно 3.1.2;

x_{*2} – индуктивное сопротивление обратной последовательности генератора, о. е.;

$x_{*2э}$ – эквивалентное реактивное сопротивление обратной последовательности от выводов генератора до места КЗ, о. е.. Пересчет сопротивлений отдельных элементов сети в относительные единицы генератора выполняют согласно 3.1.2.

3.2.3 Расчет поперечной ЭДС

3.2.3.1 Значение поперечной ЭДС генератора E_{*q} , о. е., определяют одним из следующих способов [5]:

- по ОКЗ и предельному току возбуждения $I_{*f \text{ пр}}$;

- по предельной кратности тока возбуждения k_{ϕ} и синхронному индуктивному сопротивлению по продольной оси x_{*d} .

3.2.3.2 При известных значениях ОКЗ и предельного тока возбуждения $I_{*f \text{ пр}}$, о. е., определяют значение поперечной ЭДС генератора E_{*q} , о. е., по формуле

$$E_{*q} = I_{*к}^* \cdot x_{*d}, \quad (3.17)$$

где $I_{*к}^*$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора в режиме с предельным током возбуждения, о. е.;

x_{*d} – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о. е.

Ток трехфазного КЗ на выводах генератора $I_{*к}$, о. е., определяют по формуле [6, 7]

$$I_{*к} = \text{ОКЗ} \cdot \frac{I_{f \text{ пр}}}{I_{f \text{ хх}}} = \text{ОКЗ} \cdot k_{\phi} \cdot \frac{I_{f \text{ ном}}}{I_{f \text{ хх}}}, \quad (3.18)$$

где ОКЗ – отношение короткого замыкания, о. е.;

$I_{f \text{ пр}}$ – предельный ток возбуждения, А;

$I_{f \text{ хх}}$ – ток возбуждения в режиме холостого хода генератора при номинальном напряжении статора, А;

k_{ϕ} – кратность форсировки возбуждения;

$I_{f \text{ ном}}$ – ток возбуждения в номинальном режиме генератора, А.

3.2.3.3 При отсутствии значения предельного тока возбуждения $I_{f \text{ пр}}$ значение поперечной ЭДС генератора $E_{*q, \text{ о. е.}}$, при форсировке возбуждения можно оценить по формуле

$$E_{*q} = k_{\phi} \sqrt{1 + 2 \cdot x_{*d} \sin \varphi_{(0)} + x_{*d}^2}, \quad (3.19)$$

где k_{ϕ} – кратность форсировки возбуждения по току. Для турбогенераторов и гидрогенераторов кратность форсировки по току не менее 2 [8];

x_{*d} – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.;

$\varphi_{(0)}$ – угол мощности в номинальном режиме.

Кратность форсировки возбуждения может быть определена по формуле

$$k_{\phi} = \frac{I_{f \text{ пр}}}{I_{f \text{ ном}}}, \quad (3.20)$$

где $I_{f \text{ пр}}$ – предельный ток возбуждения, А;

$I_{f \text{ ном}}$ – ток возбуждения в номинальном режиме генератора, А.

4 Общие требования ПУЭ к защитам генераторов, работающих на сборные шины

4.1 Согласно ПУЭ [1] для турбогенераторов выше 1 кВ, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты, выполняющие функции, перечисленные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Защиты генераторов, работающих на сборные шины

Вид защиты		Номинальные данные генератора		
		$U_{г.ном} > 1 \text{ кВ},$ $S_{г.ном} < 1 \text{ МВт}$	$U_{г.ном} > 1 \text{ кВ},$ $1 \text{ МВт} < S_{г.ном} < 30 \text{ МВт}$	$U_{г.ном} > 1 \text{ кВ},$ $S_{г.ном} \geq 30 \text{ МВт}$
1	Защита от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах	ТО, допустимо использование дифференциальной защиты	Дифференциальная защита, при отсутствии ТТ со стороны нейтрали допустимо использование ТО	
2	Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора	☑	☑	☑
3	Защита от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети	☑	☑	☑
4	Защита от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора	*	Должна быть предусмотрена при наличии выведенных параллельных ветвей обмотки	

Продолжение таблицы 4.1

Вид защиты		Номинальные данные генератора		
		$U_{г.ном} > 1 \text{ кВ},$ $S_{г.ном} < 1 \text{ МВт}$	$U_{г.ном} > 1 \text{ кВ},$ $1 \text{ МВт} < S_{г.ном} < 30 \text{ МВт}$	$U_{г.ном} > 1 \text{ кВ},$ $S_{г.ном} \geq 30 \text{ МВт}$
5	Защита от внешних КЗ	МТЗ	МТЗ с комбинированным пуском по напряжению	Защита от симметричных КЗ: МТЗ с пуском по напряжению, для генераторов с непосредственным охлаждением допустимо использование ДЗ. Защита от несимметричных КЗ: ТЗОП
6	Защита от перегрузки токами обратной последовательности	✗	✗	ТЗОП
7	Защита от симметричной перегрузки обмотки статора	☑	☑	☑
8	Защита от перегрузки обмотки ротора током возбуждения	✗	Должна быть предусмотрена для генераторов с непосредственным охлаждением	
9	Защита от замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения	✗	Возможно использование одного комплекта на несколько присоединений	
10	Защита от асинхронного режима с потерей возбуждения	✗	Должна быть предусмотрена для генераторов с непосредственным охлаждением	
☑ - защита необходима, согласно ПУЭ [1]; ✗ - защита не требуется, согласно ПУЭ [1].				

4.2 Защиту генераторов напряжением до 1 кВ и мощностью до 1 МВт с незаземленной нейтралью от всех видов повреждений и ненормальных режимов работы следует осуществлять установкой на выводах автоматического выключателя с максимальными расцепителями или выключателя с максимальной токовой защитой в двухфазном исполнении. При наличии выводов со стороны нейтрали указанную защиту, если возможно, следует присоединять к трансформаторам тока, установленным на этих выводах.

Для указанных генераторов с глухозаземленной нейтралью эта защита должна быть предусмотрена в трехфазном исполнении.

4.3 Продольная дифференциальная защита, ТО, поперечная дифференциальная защита, защита от замыкания обмотки статора на землю действуют на отключение генераторного выключателя и АГП. В

зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

4.4 Защита от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью действует на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

В сетях с компенсированной нейтралью защита действует на сигнал.

4.5 МТЗ, ТЗОП от несимметричных КЗ при наличии секционирования шин генераторного напряжения действуют с двумя выдержками времени: с меньшей выдержкой - на отключение секционного и шиносоединительного выключателей, с большей - на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

5 Трансформаторы тока

5.1 Требования к трансформаторам тока

5.1.1 ТТ для релейной защиты выбирают по следующим критериям:

- по напряжению установки;
- по номинальному первичному току;
- по термической стойкости;
- по электродинамической стойкости;
- по расчетной предельной кратности.

5.1.2 Номинальный первичный ток ТТ должен быть выбран так, чтобы номинальный ток генератора $I_{Г.НОМ}$ был в диапазоне от $0,3 \cdot I_{ТТ.НОМ}$ до $I_{ТТ.НОМ}$. Недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей в начале диапазона измерения.

5.1.3 Номинальный вторичный ток терминала БМРЗ-ГР должен совпадать с номинальным вторичным током ТТ (1 А или 5 А).

5.1.4 Максимальный вторичный ток внешнего КЗ с учетом апериодической составляющей должен быть меньше верхней границы измерения терминала БМРЗ-ГР

$$k_{уд} \cdot \frac{I_{КЗ}^{(3)}(t=0) \cdot I_{Г.НОМ}}{K_{ТТ.НОМ}} < I_{БМРЗ-ГР \text{ макс}} \quad (5.1)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{КЗ}^{(3)}(t=0)$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока внешнего КЗ в начальный момент времени, рассчитывается по формуле 3.3, о.е.;

$I_{Г.НОМ}$ – номинальный ток генератора;

$K_{ТТ.НОМ}$ – номинальный коэффициент трансформации ТТ;

$I_{БМРЗ-ГР \text{ макс}}$ – верхняя граница измерения аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР, А.

Выполнение условия (5.1) необходимо для правильной работы дифференциальной защиты при внешних КЗ. Условие (5.1) допускает увеличение погрешности аналоговых входов тока терминала БМРЗ-ГР при внутренних КЗ.

5.1.5 Максимальный вторичный ток КЗ должен быть меньше тока термической стойкости аналоговых входов тока терминала БМРЗ-ГР

$$\frac{I_{*КЗ}^{(3)}(t=0)}{K_{ТТ\text{ ном}}} < I_{\text{терм}}, \quad (5.2)$$

где $I_{*КЗ}^{(3)}(t=0)$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока КЗ в начальный момент времени, А. Для проверки выбирается максимальный из токов внутреннего КЗ на выводах генератора и внешнего КЗ на шинах генераторного напряжения;

$K_{ТТ\text{ ном}}$ – номинальный коэффициент трансформации ТТ;

$I_{\text{терм}} = 500$ А – ток термической стойкости терминала БМРЗ-ГР.

5.1.6 Для работы дифференциальной защиты применяют обмотки ТТ класса 10Р [9], для которых нормируется предельная кратность тока КЗ.

Максимальная кратность тока КЗ не должна превышать допустимую предельную кратность

$$\frac{I_{КЗ}^{(3)}(t=0) \cdot I_{Г.\text{ном}}}{I_{ТТ\text{ ном}}} < K_{10\text{ доп}}, \quad (5.3)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}(t=0)$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока внешнего КЗ в начальный момент времени, рассчитывается по формуле 3.3, о.е.;

$I_{Г.\text{ном}}$ – номинальный ток генератора, А;

$I_{ТТ\text{ ном}}$ – номинальный первичный ток ТТ, А;

$K_{10\text{ доп}}$ – допустимая предельная кратность ТТ.

Выполнение условия (5.3) гарантирует погрешность менее 10 % обмоток ТТ 10Р в режиме установившегося КЗ, когда отсутствует апериодическая составляющая тока КЗ.

5.1.7 Допустимая предельная кратность $K_{10\text{ доп}}$ зависит от вторичной нагрузки ТТ. Вторичная нагрузка может задаваться сопротивлением или мощностью.

Зависимость допустимой предельной кратности $K_{10\text{ доп}}$ от нагрузки приводится в руководстве по эксплуатации на ТТ и может быть задана в следующем виде:

- графической зависимостью;
- табличной зависимостью;
- вторичным сопротивлением. В этом случае допустимую предельную кратность определяют по формуле

$$K_{10\text{ доп}} = K_{10н} \cdot \frac{Z_2 + Z_{\text{ном}}}{Z_2 + Z_{\text{расч}}}, \quad (5.4)$$

где $K_{10н}$ – номинальная предельная кратность, паспортная величина;

Z_2 – сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом;

$Z_{\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка, Ом;

$Z_{\text{расч}}$ – расчетная вторичная нагрузка, Ом;

5.1.8 При трехфазной схеме подключения вторичную нагрузку ТТ $Z_{\text{расч}}$, Ом, рассчитывают по формуле

$$Z_{\text{расч}} = R_{\text{каб}} + Z_{\text{нагр}} + R_{\text{пер}}, \quad (5.5)$$

При двухфазной схеме подключения вторичную нагрузку ТТ $Z_{расч}$, Ом, рассчитывают по формуле

$$Z_{расч} = 2 \cdot R_{каб} + Z_{нагр} + R_{пер}, \quad (5.6)$$

где $R_{каб}$ - сопротивление контрольного кабеля от керна ТТ до аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР, Ом;

$Z_{нагр}$ - суммарное сопротивление нагрузки, подключенной к ТТ, Ом. Сопротивление аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР 0,016 Ом;

$R_{пер}$ - переходное сопротивление принимают равным 0,1 Ом.

5.1.9 Сопротивление контрольных кабелей рассчитывают по формуле

$$R_{каб} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (5.7)$$

где ρ - удельное сопротивление контрольного кабеля. Для алюминиевых кабелей принимают $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, для медных - $0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

L - длина контрольного кабеля, м;

S - поперечное сечение контрольного кабеля, мм².

5.1.10 В случае, если задана зависимость допустимой предельной кратности от мощности вторичной нагрузки при известном сопротивлении $Z_{расч}$, Ом, вторичную нагрузку $S_{расч}$, В · А, рассчитывают по формуле

$$S_{расч} = \frac{Z_{расч}}{I_{ТТ \text{ ном втор}}^2}, \quad (5.8)$$

где $Z_{расч}$ - расчетная вторичная нагрузка, Ом;

$I_{ТТ \text{ ном втор}}$ - номинальный вторичный ток, А.

5.1.11 Рекомендуется использовать однотипные ТТ со стороны нейтрали и выводов к нагрузке. При разной длине кабелей токовых цепей рекомендуется выравнять вторичное сопротивление ТТ со стороны нейтрали и выводов к нагрузке за счет применения кабелей разного сечения.

5.2 Погрешности ТТ

5.2.1 В [9] нормируются погрешности ТТ в установившихся режимах.

Таблица 5.1 – Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток для защиты

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	при номинальном первичном токе		при токе номинальной предельной кратности
	токовой, %	угловой	
10Р	± 3	Не нормируют	10

Выбор ТТ в соответствии с 5.1 обеспечивает правильную работу дифференциальной защиты в режиме установившегося КЗ, когда отсутствует апериодическая составляющая тока КЗ.

5.2.2 В переходных процессах при наличии апериодической составляющей погрешность существенно возрастает из-за насыщения ТТ. Минимальный ток, при котором возможно насыщение, можно определить по формуле [10]

$$I_{\text{насыщ.ТТ}} = \frac{K_{10 \text{ доп}} \cdot I_{\text{ТТ ном}}}{(1 + \omega \cdot T_a)}, \quad (5.9)$$

где $K_{10 \text{ доп}}$ - допустимая предельная кратность ТТ;

$I_{\text{ТТ ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ, А;

$\omega = 314$ рад/с - круговая частота сети;

T_a - постоянная времени сети, с.

Погрешность ТТ при наличии апериодической составляющей значительно больше 10 % при токах значительно меньших тока номинальной предельной кратности.

КЗ в сетях генераторного напряжения характеризуется большими значениями постоянной времени сети, поэтому насыщение ТТ возможно даже при удаленных КЗ с небольшой кратностью тока. Правильная работа дифференциальной защиты при насыщении ТТ при внешних и внутренних КЗ обеспечивается за счет применения торможения (см. 6.3.6).

5.2.3 При повышенных требованиях к чувствительности защиты при КЗ с большим переходным сопротивлением рекомендуется применение ТТ класса PR [11] или ТРУ [12]. Согласно этим стандартам ТТ выполняют с немагнитными зазорами, за счет которых ограничивается остаточная намагнитченность, которая не должна превышать 10 %.

6 Защита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах

6.1 Общие сведения

6.1.1 В качестве защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генераторов мощностью больше 1 МВт и напряжением больше 1 кВ используют продольную дифференциальную токовую защиту без выдержки времени.

В зону действия дифференциальной токовой защиты, помимо генератора, входят соединения его со сборными шинами.

6.1.2 Дифференциальную защиту рекомендуется подключать к трем трансформаторам тока по схеме звезда. В этом случае защита чувствительна к двухфазным замыканиям на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети.

6.1.3 Основным элементом дифференциальной защиты - ДЗТ. ДТО применяется совместно с ДЗТ в качестве вспомогательного элемента. ДЗТ выполняют с начальным током срабатывания около 0,2 $I_{г.ном}$. При увеличении "сквозного" тока уставка срабатывания ДЗТ увеличивается.

6.1.4 Для снижения тока небаланса предусматривают выравнивание сопротивлений плеч защиты соответствующим подбором сечений кабелей вторичных цепей.

6.1.5 Дифференциальная защита работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а

также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

6.1.6 Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генераторов напряжением выше 1 кВ мощностью до 1 МВт применяют ТО.

ТО взамен дифференциальной защиты применяют и для генераторов большей мощности, не имеющих выводов фаз со стороны нейтрали.

ТО работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

6.2 Требования ПУЭ

6.2.1 Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора турбогенераторов напряжением выше 1 кВ мощностью более 1 МВт, имеющих выводы отдельных фаз со стороны нейтрали, должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита. Защита должна действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины.

В зону действия защиты кроме генератора должны входить соединения генератора со сборными шинами электростанции (до выключателя).

Продольная дифференциальная токовая защита должна быть выполнена с током срабатывания не более $0,6 I_{г.ном}$.

Для генераторов мощностью до 30 МВт с косвенным охлаждением допускается выполнять защиту с током срабатывания в диапазоне от 1,3 до 1,4 $I_{г.ном}$. Контроль исправности токовых цепей защиты следует предусматривать при токе срабатывания защиты более $I_{ном}$.

Продольная дифференциальная токовая защита должна быть осуществлена с отстройкой от переходных значений токов небаланса (например, реле с насыщающимися трансформаторами тока).

Защиту следует выполнять трехфазной трехрелейной. Для генераторов мощностью до 30 МВт защиту допускается выполнять двухфазной двухрелейной при наличии защиты от двойных замыканий на землю.

6.2.2 Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генераторов напряжением выше 1 кВ мощностью до 1 МВт, работающих параллельно с другими генераторами или электроэнергетической системой, должна быть предусмотрена токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны выводов генератора к сборным шинам. Если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, вместо нее допускается устанавливать продольную дифференциальную токовую защиту.

Применение токовой отсечки взамен дифференциальной защиты допускается и для генераторов большей мощности, не имеющих выводов фаз со стороны нейтрали.

6.3 Особенности выполнения дифференциальной защиты в терминалах БМРЗ-ГР

6.3.1 Расчёты уставок дифференциальной токовой защиты выполняют в относительных значениях.

6.3.2 Подключение ТТ к терминалу БМРЗ-ГР необходимо осуществлять по схеме "звезда", независимо от схемы соединения обмоток генератора (рисунок 6.1).

Подключения всех ТТ должны обеспечивать подачу вторичных токов положительного направления на входы терминала БМРЗ-ГР. За положительное направление токов сторон принято направление токов в сторону защищаемого объекта.

6.3.3 Рекомендуются применение трехфазного подключения ТТ для обеспечения чувствительности к двойным замыканиям на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети.

Допустимо использование двухфазного подключения ТТ, при этом на вход тока фазы В терминала БМРЗ-ГР необходимо подать суммарный ток фаз А и С в противофазе (рисунок 6.1 в), г)). При двухфазном подключении ТТ обязательно должна быть предусмотрена защита от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети (см. 8.1).

6.3.4 В терминале БМРЗ-ГР токи стороны ввода и стороны нейтрали складываются и взаимно компенсируют друг друга, таким образом, дифференциальный ток в идеальном случае должен быть равен нулю.

На практике, даже при отсутствии замыканий в генераторе, всегда есть некоторое значение дифференциального тока - ток небаланса, вызванный погрешностями ТТ и измерительного тракта релейной защиты. Ток небаланса тем больше, чем больше значения токов сторон генератора.

6.3.5 В терминалах БМРЗ-ГР реализованы ДТО и ДЗТ, которые рекомендуется применять совместно.

Уставку срабатывания ДТО задают больше максимально возможного значения тока небаланса в режиме внешнего КЗ. При этом, во многих случаях ДТО может не обеспечить требуемого по ПУЭ коэффициента чувствительности к КЗ на выводах генератора, равному 2.

Для обеспечения требуемого коэффициента чувствительности защиты используют ДЗТ. Уставка срабатывания ДЗТ возрастает с увеличением тока торможения, рассчитываемого в терминале БМРЗ-ГР из токов сторон генератора.

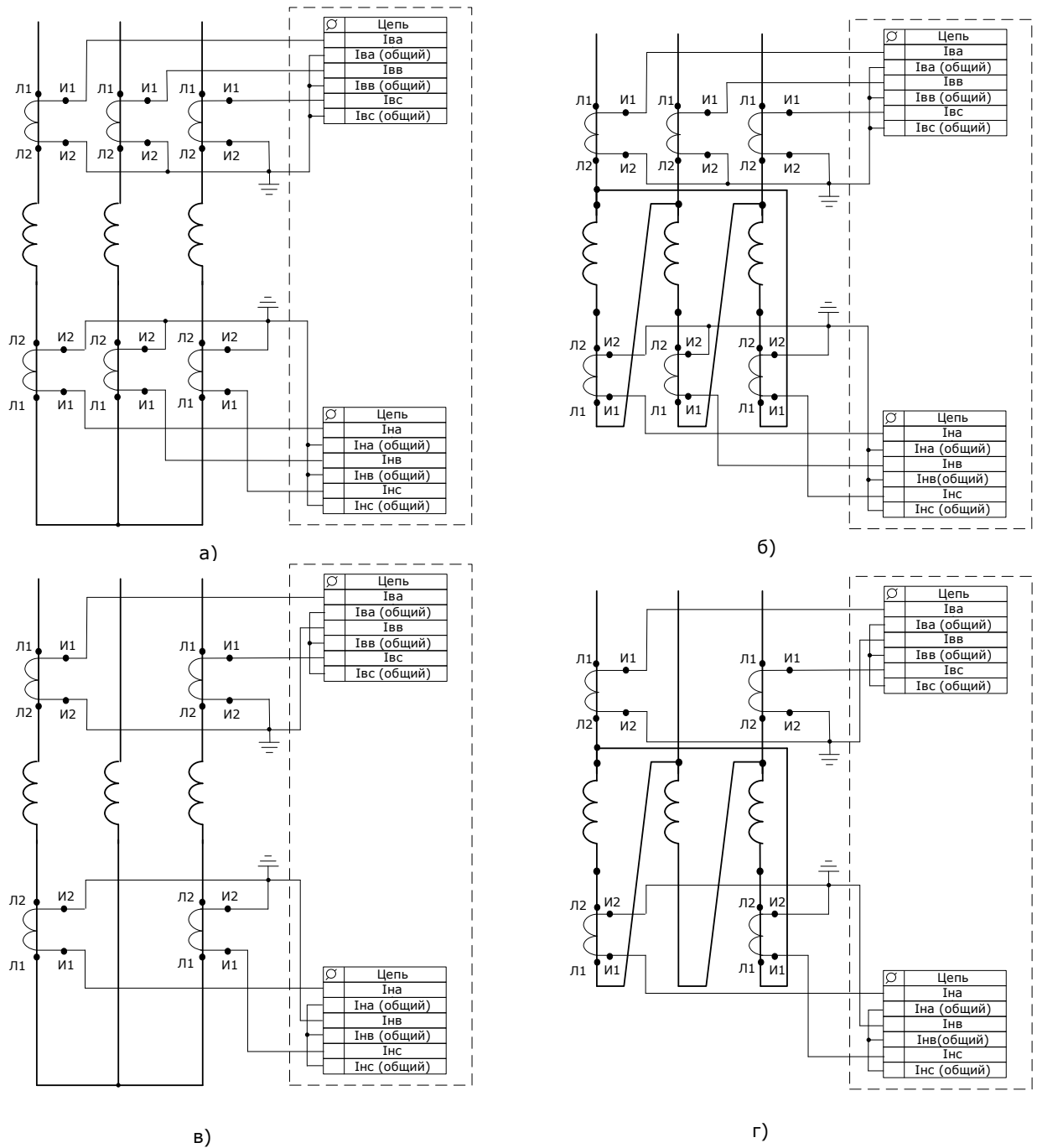


Рисунок 6.1 – Примеры схемы подключения вторичных цепей ТТ к терминалу БМР3-ГР

6.3.6 В терминалах БМР3-ГР реализовано три участка характеристики торможения ДЗТ (рисунок 6.2).

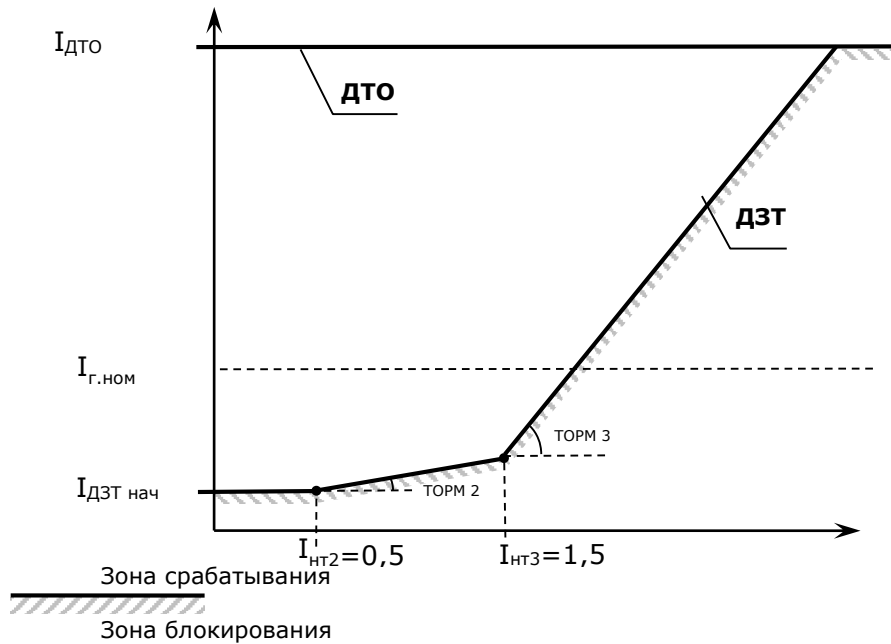


Рисунок 6.2 – Характеристики ДТО и ДЗТ

6.3.7 Терминал БМРЗ-ГР корректно работает при разных коэффициентах трансформации ТТ, установленных со стороны нейтрали и выводов к шинам.

Дифференциальный ток вычисляется терминалом БМРЗ-ГР как сумма первичных токов, приведенных к номинальному первичному току генератора, и является безразмерной величиной.

Вычисление дифференциального тока в терминале БМРЗ-ГР происходит по формуле

$$I_{\text{диф}} = \left| \frac{I_B \cdot K_{\text{ТТ}}^B}{I_{\text{Г.НОМ}}} + \frac{I_N \cdot K_{\text{ТТ}}^H}{I_{\text{Г.НОМ}}} \right|, \quad (6.1)$$

где I_B , I_N - векторы вторичных токов со стороны выводов и нейтрали генератора, А;

$K_{\text{ТТ}}^B$, $K_{\text{ТТ}}^H$ - коэффициенты трансформации ТТ со стороны выводов и нейтрали генератора;

$I_{\text{Г.НОМ}}$ - номинальный ток генератора, А.

6.3.8 Ток торможения ДЗТ, являющийся безразмерной величиной, терминал БМРЗ-ГР вычисляет в зависимости от введенных уставок по формуле

$$I_{\text{ТОРМ}} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{I_B \cdot K_{\text{ТТ}}^B}{I_{\text{Г.НОМ}}} - \frac{I_N \cdot K_{\text{ТТ}}^H}{I_{\text{Г.НОМ}}} \right|, \quad (6.2)$$

или

$$I_{\text{ТОРМ}} = \frac{1}{2} \cdot \left(\left| \frac{I_B \cdot K_{\text{ТТ}}^B}{I_{\text{Г.НОМ}}} \right| + \left| \frac{I_N \cdot K_{\text{ТТ}}^H}{I_{\text{Г.НОМ}}} \right| \right) \quad (6.3)$$

Рекомендуется применение направленного торможения (формула (6.2)) для повышения чувствительности к внутренним КЗ.

6.3.9 Для случая соединения обмоток генератора в "треугольник" (рисунок 6.1 б), г)) в терминалах БМРЗ-ГР предусмотрена компенсация поворота фазы при различных комбинациях схем и групп соединений.

Схема и группа соединений обмоток задаётся в терминал БМРЗ-ГР соответствующей уставкой.

6.4 Дифференциальная токовая отсечка

6.4.1 Уставку срабатывания ДТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от расчётного максимального тока небаланса при насыщении ТТ апериодической составляющей. Погрешность ТТ при этом может достигать 90 %.

6.4.2 Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса при внешних КЗ значение уставки $I_{*ДТО}$, о. е., определяют по формуле

$$I_{*ДТО} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot (\varepsilon_{ном} + \varepsilon_{БМРЗ-ГР}) \cdot I_{*КЗ(t=0)}^{(3)}, \quad (6.4)$$

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

$k_{пер} = 6$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотипных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0,5, в противном случае – 1.

$\varepsilon_{ном}$ – относительная полная погрешность ТТ в режиме, соответствующем току $I_{*КЗ(t=0)}^{(3)}$, определяется согласно 5.2.1;

$\varepsilon_{БМРЗ-ГР}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР принимается равной 0,025.

$I_{*КЗ(t=0)}^{(3)}$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока генератора при КЗ на шинах генераторного напряжения в начальный момент времени рассчитывается по формуле (3.3), о.е.

6.5 Дифференциальная токовая защита с торможением

6.5.1 Ток начала торможения второго участка $I_{*НТ2}$ принимают равным 0,5 о.е.

6.5.2 Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{*ДЗТ\ нач}$, о.е., выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса при токе $I_{*НТ2}$, о.е., по формуле

$$I_{*ДЗТ\ нач} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot (\varepsilon_{ном} + \varepsilon_{БМРЗ-ГР}) \cdot I_{*НТ2}, \quad (6.5)$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотипных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0,5, в противном случае – 1;

$\varepsilon_{\text{НОМ}}$ – относительная полная погрешность ТТ при токе торможения, равном $I_{\text{нт}2}$, определяется согласно 5.2.1;

$\varepsilon_{\text{БМРЗ-ГР}}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР, принимается равной 0,04;

$I_{\text{нт}2}$ – ток торможения, соответствующий началу второго участка, о.е.

Если значение уставки $I_{\text{ДЗТ нач}}$, полученное в ходе расчёта, меньше минимально возможного значения уставки терминала БМРЗ-ГР, то в качестве значения уставки и для дальнейших расчётов ток $I_{\text{ДЗТ нач}}$ следует принять равным минимально возможному для ввода в терминал БМРЗ-ГР значению.

6.5.3 Ток начала торможения третьего участка $I_{\text{нт}3}$ принимают равным 1,5 о.е. в предположении, что насыщение ТТ возможно только при токах больше данного значения.

6.5.4 Коэффициент торможения $k_{\text{торм}2}$ второго участка характеристики торможения ДЗТ рекомендуется принимать равным 0,2 для отстройки от погрешностей ТТ.

6.5.5 Коэффициент торможения $k_{\text{торм}3}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ выбирают исходя из условия отстройки от погрешности ТТ при насыщении ТТ апериодической составляющей тока КЗ.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}3}$ рекомендуется принимать не менее 1, что соответствует погрешности одного из ТТ 50 % в переходном процессе.

6.6 Уточнение уставок ДЗТ по результатам эксплуатации

6.6.1 Если при вводе в эксплуатацию зафиксированы излишние срабатывания ДЗТ из-за повышенной погрешности ТТ, рекомендуется увеличить значения начального тока срабатывания $I_{\text{ДЗТ нач}}$ и коэффициента торможения второго участка $k_{\text{торм}2}$. Остальные уставки допустимо не изменять.

6.6.2 Уточнение уставок рекомендуется также проводить, если зафиксированы случаи ложной работы ДЗТ при внешних КЗ. Уточнение уставок необходимо проводить по осциллограмме, записанной терминалом БМРЗ-ГР.

6.7 Проверка чувствительности ДЗТ

6.7.1 Согласно руководящим указаниям [2], чувствительность ДЗТ следует определять при металлическом КЗ на выводах защищаемого генератора.

Следует рассмотреть следующие виды КЗ:

- питание точки КЗ от одиночно работающего генератора;
- самосинхронизация генератора и питание точки КЗ только от остальной части энергосистемы в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока КЗ.

6.7.2 Согласно ПУЭ [1] коэффициент чувствительности защиты должен быть около 2.

6.7.3 Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ определяют по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}}{I_{\text{ДЗТ нач}}}, \quad (6.6)$$

где $I_{\text{КЗ мин}}$ – ток металлического двухфазного КЗ на выводах генератора в начальный момент возникновения КЗ для случаев, рассмотренных в 6.7.1, о.е. Для случая питания точки КЗ от одиночно работающего генератора может быть принят равным $I_{\text{КЗ}}^{(2)}(t=0)$ и рассчитан по формуле (3.4);

$I_{\text{ДЗТ нач}}$ – уставка начального тока срабатывания ДЗТ, о.е.

6.7.4 Для определения чувствительности ДЗТ используется начальный ток срабатывания защиты $I_{\text{ДЗТ нач}}$, о.е., в связи с тем, что характеристика торможения имеет горизонтальную часть. При наличии переходного сопротивления координаты точки на дифференциальной диаграмме изменяются в соответствии с рисунком 6.3.

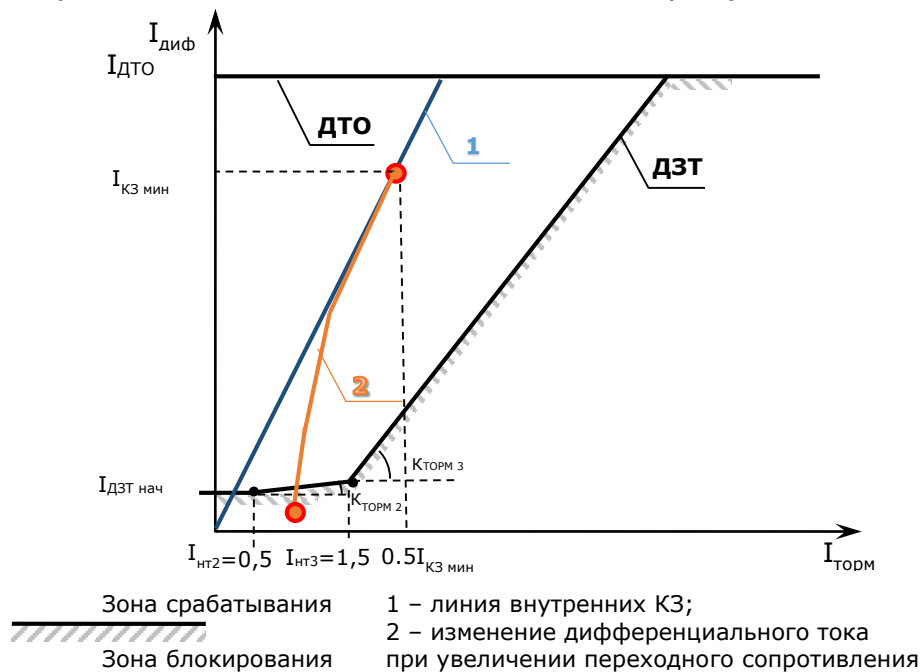


Рисунок 6.3 – Определение чувствительности ДЗТ по характеристике торможения

6.7.5 Чувствительность защиты при начальном токе срабатывания, равном от 0,1 до 0,2 о.е., обеспечивается с большим запасом, поэтому необходимость в ее расчете возникает лишь в особых случаях, характеризующихся малыми токами КЗ в защищаемой зоне.

6.8 Особенности выполнения ТО в терминалах БМРЗ-ГР

6.8.1 Расчёты ТО выполняют в относительных единицах.

6.8.2 ТО подключают к ТТ со стороны выводов генератора.

6.9 Расчет уставок ТО

6.9.1 Токовую отсечку применяют в случае отсутствия дифференциальной защиты в качестве защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах [2].

6.9.2 Первичный ток срабатывания защиты должен быть больше:

а) максимального тока при внешнем КЗ на шинах генераторного напряжения;

б) возможного тока качаний, обусловленного нарушением устойчивости параллельной работы генераторов.

6.9.3 По условию селективности действия ТО при трехфазных КЗ на шинах генераторного напряжения ток срабатывания ТО $I_{ТО \text{ с.з.}}$, о.е., вычисляют по формуле

$$I_{ТО \text{ с.з.}} = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{*КЗ(t=0)}^{(3)}, \quad (6.7)$$

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

$k_a = 1,2$ – коэффициент апериодики, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{*КЗ \text{ тр}}^{(3)}(t=0)$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока КЗ на шинах генераторного напряжения в начальный момент времени, рассчитывается по формуле (3.3), о.е.

6.9.4 По условию отстройки от возможного тока качаний ток срабатывания ТО $I_{ТО \text{ с.з.}}$, о.е., вычисляют по формуле

$$I_{ТО \text{ с.з.}} = k_{отс} \cdot I_{*кач}, \quad (6.8)$$

где $k_{отс}$ = от 1,2 до 1,3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$I_{*кач}$ – возможный ток качаний, А.

6.9.5 Возможный ток качаний $I_{кач}$, о.е., вычисляют по формуле

$$I_{кач} = \frac{E_{*Г} + U_{*с}}{x_{*Г} + x_{*1э}}, \quad (6.9)$$

где $E_{*Г}$ – ЭДС генератора, о.е.;

$U_{*с}$ – эквивалентное напряжение системы, в расчетах принимается равным 1, о.е.;

$x_{*Г}$ – сопротивление генератора, о.е.;

$x_{*1э}$ – эквивалентное сопротивление системы, о.е.

В качестве ЭДС и сопротивления генератора в формуле (6.9) вводятся сверхпереходные величины E_{*q}'' и x_{*d}'' – при возникновении качаний с углом 180° при несинхронном АПВ на линии, или переходные величины E_{*q}' и x_{*d}' – при возникновении качаний с углом 180° после отключения КЗ защитой с выдержкой времени.

Сверхпереходную ЭДС генератора E_{*q}'' , о.е., рассчитывают по формуле (3.6). Переходную ЭДС генератора E_{*q}' , о.е., рассчитывают по формуле

$$E_{*q}' = \sqrt{1 + 2 \cdot x_{*d}' \cdot \sin \varphi_{(0)} + x_{*d}'^2}, \quad (6.10)$$

или

$$E'_{*q} \approx 1 + x'_d \sin \varphi_{(0)}, \quad (6.11)$$

где x'_d – переходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.;
 $\varphi_{(0)}$ – угол мощности в номинальном режиме, градус.

6.9.6 Чувствительность защиты проверяют по двухфазному металлическому замыканию на выводах генератора в режиме работы рассматриваемого генератора параллельно с другими генераторами или системой

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{*K3}^{(2)}(t=0)}{I_{\text{ТО с.з.}}}, \quad (6.12)$$

где $I_{*K3}^{(2)}(t=0)$ – периодическая составляющая тока двухфазного КЗ от системы и остальных генераторов при КЗ на выводах защищаемого генератора, о.е.;

$I_{\text{ТО с.з.}}$ – ток срабатывания ТО, о.е.

В соответствии с [1] коэффициент чувствительности должен быть около 2.

6.9.7 ТО работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

7 Защита генератора от ОЗЗ в обмотке статора

7.1 Общие сведения

7.1.1 Защиту выполняют на основе измерения тока нулевой последовательности на стороне выводов генератора к нагрузке и подключают к трансформатору тока нулевой последовательности. При присоединении генератора шинным трансформатором тока нулевой последовательности с подмагничиванием ТНПШ (в настоящее время серийно не выпускаются).

7.1.2 Расчетный ток срабатывания защиты отстраивается от тока внешнего ОЗЗ, который принимается равным емкостному току своего присоединения с учетом броска. Для снижения расчетного тока срабатывания в защите предусматривается выдержка времени от 1 до 2 с.

7.1.3 Для генераторов мощностью более 1,5 МВт [2] при использовании ТНПШ часто организуется блокирование защиты при пуске защит от многофазных КЗ. Указанное необходимо в связи с тем, что при выполнении защиты с трансформатором шинного типа токи небаланса, обусловленные несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки, могут достигать при внешних КЗ значительных значений, что может привести к излишнему срабатыванию защиты.

7.1.4 При выполнении защиты с ТНП кабельного типа токи небаланса, обусловленные несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки, имеют значительно

меньшие значения, чем при трансформаторах шинного типа. В связи с этим в схемах с кабельными ТНП блокировка защиты от замыканий на землю при внешних КЗ не предусматривается.

7.1.5 Защита от замыканий на землю действует на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

7.1.6 В сетях с компенсированной нейтралью защиту от однофазных замыканий на землю выполняют по высшим гармоникам тока ОЗЗ, так как первая гармоническая составляющая тока ОЗЗ компенсируется ДГР. Защиту по высшим гармоникам выполняют с действием на сигнал.

7.2 Требования ПУЭ

7.2.1 Для защиты генераторов напряжением выше 1 кВ от однофазных замыканий на землю в обмотке статора при естественном емкостном токе замыкания на землю 5 А и более (независимо от наличия или отсутствия компенсации) должна быть предусмотрена токовая защита, реагирующая на полный ток замыкания на землю или на его составляющие высших гармоник. При необходимости для ее включения могут быть установлены трансформаторы тока нулевой последовательности непосредственно у выводов генератора. Применение защиты рекомендуется и при емкостном токе замыкания на землю менее 5 А. Защита должна быть отстроена от переходных процессов и действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины.

7.2.2 Когда защита от замыканий на землю не устанавливается (так как при емкостном токе замыкания на землю менее 5 А она нечувствительна) или не действует (например, при компенсации емкостного тока в сети генераторного напряжения), в качестве защиты генератора от замыканий на землю может использоваться установленное на шинах и действующее на сигнал устройство контроля изоляции.

7.3 Особенности выполнения защиты от ОЗЗ в терминалах БМРЗ-ГР

7.3.1 В терминалах БМРЗ-ГР защита выполняется с контролем тока нулевой последовательности. Дополнительно может учитываться наличие напряжения нулевой последовательности, а также направление мощности нулевой последовательности.

Предусмотрено блокирование ОЗЗ при пуске ТО, МТЗ, первой либо второй ступени ТЗОП, первой либо второй ступени ДЗ. Предусмотрено блокирование ОЗЗ по внешнему дискретному сигналу.

7.3.2 Для расчетных целей входное сопротивление токового входа нулевой последовательности БМРЗ-ГР с учетом переходного сопротивления контакта может быть принято 0,1 Ом.

В случае использования ТНПШ, для его вывода на рабочую точку характеристики намагничивания, рекомендуется последовательно с

БМРЗ-ГР в токовую цепь нулевой последовательности включить резистор 9 или 40 Ом в зависимости от типа применяемого ТНПШ [2].

7.3.3 В терминалах БМРЗ-ГР предусмотрена ступень защиты от ОЗЗ, выполненная по высшим гармоникам тока $3I_0$. Ступень вводится в работу при наличии напряжения нулевой последовательности выше уставки.

7.4 Расчет уставок в сетях с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью

7.4.1 Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

7.4.2 Первичный ток срабатывания защиты выбирают из условия селективности действия при внешнем однофазном замыкании на землю, сопровождающемся внешним замыканием между двумя фазами. При наличии блокировки при внешних КЗ уставку защиты от ОЗЗ $I_{033 \text{ с.з.}}, A$, определяют по формуле

$$I_{033 \text{ с.з.}} = \frac{1}{k_B} \cdot (k'_{\text{отс}} \cdot I_C + k''_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.бл.п}}), \quad (7.1)$$

при отсутствии блокировки по формуле

$$I_{033 \text{ с.з.}} = \frac{1}{k_B} \cdot (k'_{\text{отс}} \cdot I_C + k''_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.КЗ.п}}), \quad (7.2)$$

где $k_B = 0,95$ - коэффициент возврата;

$k'_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки от перемежающегося внешнего замыкания на землю. Принимается равным 2 при работе защиты с выдержкой времени более 1 с;

I_C - установившийся емкостной ток замыкания на землю присоединения с защищаемым генератором, А;

$k''_{\text{отс}} = 1,5$ - коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.бл.п}}$ - первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТНП и соответствующий току срабатывания резервных защит от внешних КЗ, А;

$I_{\text{нб.КЗ.п}}$ - первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТНП в режиме внешнего двухфазного КЗ, А.

7.4.3 Установившийся емкостной ток замыкания на землю I_C , А, рассчитывают по формуле

$$I_C = I_{0 \text{ ген.}} + I_{0 \text{ каб.}}, \quad (7.3)$$

где $I_{0 \text{ ген.}}$ - собственный емкостной ток генератора, А;

$I_{0 \text{ каб.}}$ - емкостной ток кабеля, А. Ток кабеля учитывается при установке ТНП не на выводах генератора, а за кабельной линией.

7.4.4 Собственный емкостной ток генератора $I_{0 \text{ ген.}}, A$, рассчитывают по формуле

$$I_{0 \text{ ген.}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\Gamma} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}, \quad (7.4)$$

где $\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314,2$ - круговая частота сети;

C_{Γ} - емкость одной фазы обмотки статора по отношению к земле, Ф;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное междуфазное напряжение генератора, В.

7.4.5 Значение емкости одной фазы обмотки статора по отношению к земле C_{Γ} , Ф, может быть определено по следующим приближенным формулам [2]:

- для неявнополюсных генераторов

$$C_{\Gamma} = \frac{0,0187 \cdot S}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{НОМ}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{НОМ}})}} \cdot 10^{-6}, \quad (7.5)$$

где S – номинальная полная мощность генератора, МВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное междуфазное напряжение генератора, кВ;

- для явнополюсных генераторов

$$C_{\Gamma} = \frac{40 \cdot S^{3/4}}{3 \cdot (U_{\text{НОМ}} + 3600) \cdot n^{1/3}} \cdot 10^{-6}, \quad (7.6)$$

где S – номинальная полная мощность генератора, МВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное междуфазное напряжение генератора, В;

n – частота вращения, об/мин.

7.4.6 Собственный емкостной ток кабеля $I_{0 \text{ каб.}}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_{0 \text{ каб.}} = I_{C \text{ уд.}} \cdot l, \quad (7.7)$$

где $I_{C \text{ уд.}}$ - удельный емкостной ток кабеля, А/км;

l - длина линии, км.

7.4.7 Первичный установившийся ток небаланса для ТНП кабельного типа может быть определен при проведении пусконаладочных работ.

Для ТНПШ при наличии блокировки при внешних КЗ первичный установившийся ток небаланса может быть принят $I_{\text{нб.п}} = 1,5 \text{ А}$ [6]. С большей точностью ток небаланса $I_{\text{нб.п}}$ может быть определен в соответствии с [2].

7.4.8 На этапе пусконаладочных работ выполняют уточнение уставки защиты от однофазных замыканий на землю. Выбор уставки производят с учетом измеренного тока небаланса $I_{\text{нб}}$, А, в режиме с номинальным рабочим током.

При выполнении защиты с блокировкой при внешних КЗ ток небаланса оценивают по формуле

$$I_{\text{нб.п}} = I_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}(t=\infty), \quad (7.8)$$

где $I_{\text{нб}}$ - первичный ток небаланса, измеренный в режиме с током, близким к номинальному току генератора $I_{\text{Г.НОМ}}$, А. Первичный ток небаланса выводится на дисплей терминала БМРЗ-ГР и в программном обеспечении, идущим в комплекте с терминалами БМРЗ-ГР;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}(t=\infty)$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока КЗ на выводах генератора в установившемся режиме работы, рассчитывается по формуле (3.11), о.е.

7.4.9 После расчета тока срабатывания защиты следует выполнить проверку, что первичный ток срабатывания не превышает 5 А.

$$I_{033 \text{ с.з.}} \leq 5 \text{ А.} \quad (7.9)$$

Такая проверка необходима в соответствии с требованиями ПУЭ для предотвращения повреждения статора.

7.4.10 Чувствительность защиты от однофазных замыканий определяют при замыкании на выводах генератора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{0\Sigma}}{I_{033 \text{ с.з.}}}, \quad (7.10)$$

где $I_{0\Sigma}$ - установившийся емкостной ток замыкания на землю сети генераторного напряжения, за исключением защищаемого генератора, А. Определяется в соответствии с формулой (7.3);

$I_{033 \text{ с.з.}}$ - ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю, А.

7.4.11 При приближении точки замыкания на землю к нейтрали генератора емкостной ток уменьшается пропорционально количеству замкнувшихся витков обмотки фазы статора. Поэтому рекомендуется обеспечивать коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ не менее 2.

7.4.12 Выдержка времени защиты от замыканий на землю $t_{033 \text{ с.з.}}$ выбирается по условию отстройки от внешних повреждений (учет броска емкостного тока генератора при замыканиях на землю и других факторов). Выдержка времени $t_{033 \text{ с.з.}}$ может быть принята от 1 до 2 с.

7.4.13 Защита от замыканий на землю действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

7.5 Расчет токов ОЗЗ

7.5.1 В сети с изолированной нейтралью установившийся емкостной ток замыкания на землю сети генераторного напряжения $I_{0\Sigma}$, А, определяют по формуле

$$I_{0\Sigma} = \sum I_{0 \text{ ген.}} + \sum I_{0 \text{ каб.}}, \quad (7.11)$$

где $I_{0 \text{ ген.}}$ - собственный емкостной ток генератора, А;

$I_{0 \text{ каб.}}$ - емкостной ток кабельной линии, А.

Емкостные токи генераторов определяют по формуле (7.4), емкостные токи кабельных линий - по формуле (7.7).

7.5.2 В сети с резистивным заземлением нейтрали установившийся емкостной ток замыкания на землю сети генераторного напряжения $I_{0\Sigma}$, А, определяют по формуле

$$I_{0\Sigma} = \sqrt{\left(\sum I_{0 \text{ ген.}} + \sum I_{0 \text{ каб.}}\right)^2 + \left(\sum I_{0R}\right)^2}, \quad (7.12)$$

где $I_{0 \text{ ген.}}$ - собственный емкостной ток генератора, А;

$I_{0 \text{ каб.}}$ - емкостной ток кабельной линии, А;

I_{0R} - ток, протекающий через резистор заземления нейтрали, А.

7.5.3 Наиболее часто используемые схемы подключения резистора к нейтрали сети приведены на рисунке 7.1 [13].

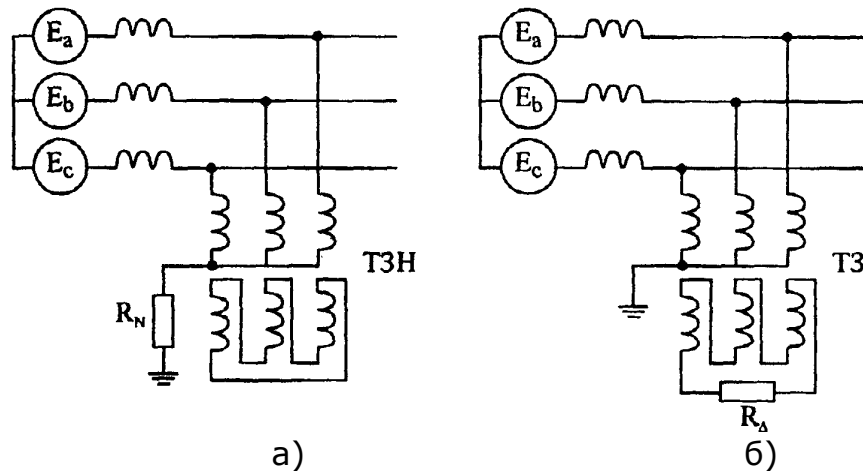


Рисунок 7.1 - Схемы подключения резистора к нейтрали сети

7.5.4 Значение составляющей тока ОЗЗ, обусловленной резистором, I_{0R} , А, определяют по формуле

$$I_{0R} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{СХ R}} \cdot R}, \quad (7.13)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, В;

$k_{\text{СХ R}}$ – коэффициент, зависящий от схемы подключения резистора;

R – сопротивление резистора заземления нейтрали, Ом.

7.5.5 При подключении по схеме 7.1 а) коэффициент схемы $k_{\text{СХ R}}$ принимают равным 1, при подключении по схеме 7.1 б) рассчитывают по формуле

$$k_{\text{СХ R}} = \frac{1}{27} \left(\frac{U_{\text{ТЗВН}}}{U_{\text{ТЗНН}}} \right)^2, \quad (7.14)$$

где $U_{\text{ТЗВН}}$ и $U_{\text{ТЗНН}}$ – номинальные напряжения стороны высшего и низшего напряжения трансформатора ТЗН.

7.6 Расчет уставок направленной защиты от ОЗЗ

7.6.1 Защиту выполняют направленной, если коэффициент чувствительности меньше 2 (формула 7.10). В этом случае первичный ток срабатывания защиты выбирают из условия отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ между двумя фазами.

При выполнении защиты с блокировкой при внешних КЗ уставку защиты от ОЗЗ $I_{0\text{с.з.}}$, А, определяют по формуле

$$I_{0\text{ЗЗ с.з.}} = \frac{k''_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Нб.бл.п}}}{k_{\text{В}}}, \quad (7.15)$$

при выполнении защиты без блокировки при внешних КЗ по формуле

$$I_{0\text{ЗЗ с.з.}} = \frac{k''_{\text{н}} \cdot I_{\text{Нб.КЗ.п}}}{k_{\text{В}}}, \quad (7.16)$$

где $k''_{\text{отс}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,5;

$I_{\text{нб.бл.п}}$ - первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТНП и соответствующий току срабатывания резервных защит от внешних КЗ, А;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{\text{нб.КЗ.п}}$ - первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТНП в режиме внешнего двухфазного КЗ, А.

7.6.2 Уставку по напряжению определяют по условию отстройки от напряжения небаланса в нормальном режиме согласно 7.8.

7.6.3 В терминалах БМРЗ-ГР предусмотрена возможность изменения угла максимальной чувствительности $\varphi_{\text{м.ч}}$. Для сети с изолированной нейтралью рекомендуется устанавливать угол $\varphi_{\text{м.ч}}$ равным плюс 54° . Это обусловлено тем, что емкостной ток сети на поврежденном присоединении будет отставать от напряжения $3U_0$ на 90° , при этом возможные угловые погрешности ТНП компенсируются смещением характеристики на указанный угол.

7.6.4 Для сети с нейтралью, заземленной через высокоомный резистор, рекомендуется устанавливать угол $\varphi_{\text{м.ч}}$ равным плюс 135° (см. рисунок 7.2 б)).

Рекомендуется проверить корректность работы реле направления мощности нулевой последовательности на основании расчета угла тока сети при ОЗЗ на поврежденном присоединении.

Расчет угла между вектором тока $3I_0$ и вектором напряжения $3U_0$ при ОЗЗ осуществляется на основании суммарного емкостного тока ОЗЗ сети и номинального сопротивления резистора нейтрали по формуле

$$\varphi_{\text{м.ч.}} = 90^\circ + \arctg\left(\frac{I_{0R}}{I_{0C}}\right), \quad (7.17)$$

где I_{0R} , I_{0C} - активная и ёмкостная составляющие тока ОЗЗ, А.

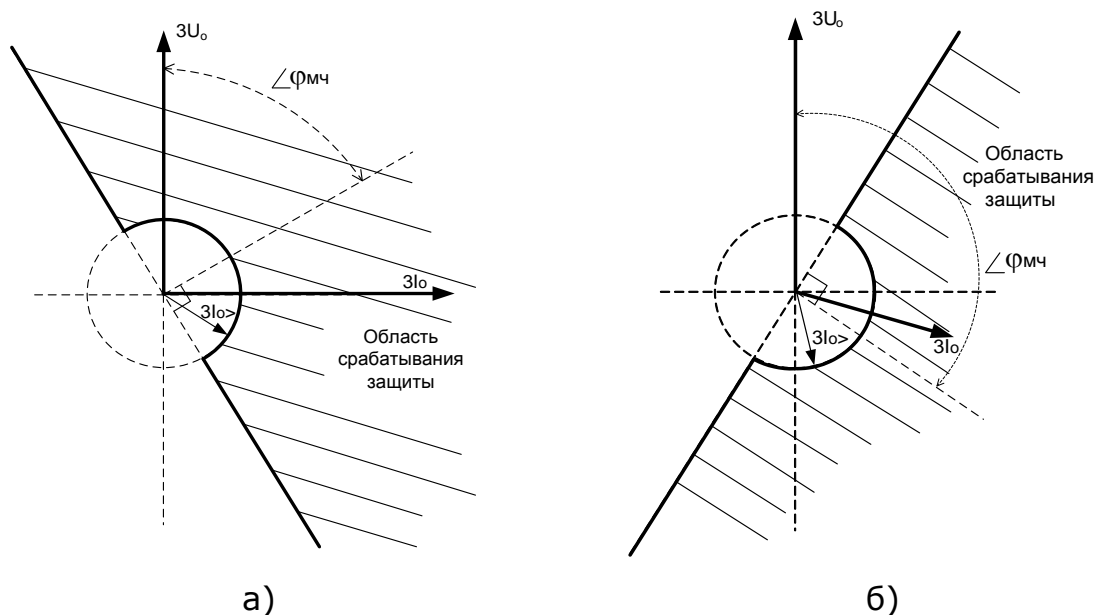


Рисунок 7.2 – Характеристики направленной защиты от ОЗЗ для сети с изолированной (а) и заземленной через резистор (б) нейтралью

7.7 Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю в сетях с компенсированной нейтралью

7.7.1 В сетях с компенсированной нейтралью защиту от однофазных замыканий на землю выполняют по высшим гармоникам тока ОЗЗ, так как первая гармоническая составляющая тока ОЗЗ компенсируется ДГР.

7.7.2 Первичный ток срабатывания защиты выбирают из условия отстройки от тока небаланса нормального режима. Уставку по высшим гармоникам тока защиты от ОЗЗ $I_{033\text{вг.с.з.}}$, А, определяют по формуле

$$I_{033\text{вг.с.з.}} = 0,07 \cdot I_{033\text{с.з.}}, \quad (7.18)$$

где $I_{033\text{с.з.}}$ - первичный ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю, выполненной по составляющей тока 50 Гц, рассчитывается по формулам (7.1), (7.2), А.

7.7.3 Защиту выполняют с контролем напряжения нулевой последовательности. Уставку по напряжению определяют по условию отстройки от напряжения небаланса в нормальном режиме согласно 7.8.

7.7.4 Выдержку времени защиты по высшим гармоникам тока нулевой последовательности $t_{033\text{вг.с.з.}}$ выбирают по условию отстройки от внешних повреждений (учет броска емкостного тока генератора при замыканиях на землю и других факторов). Выдержка времени $t_{033\text{вг.с.з.}}$ может быть принята от 1 до 2 с.

7.7.5 Защиту по высшим гармоникам выполняют с действием на сигнал.

7.7.6 Необходимо предусмотреть ступень защиты от ОЗЗ, реагирующую на основную гармонику и действующую при нарушении компенсации. Выбор параметров срабатывания выполняют согласно 7.4.

7.8 Расчет уставок сигнализации замыкания на землю и блокировки включения генераторного выключателя

7.8.1 При выполнении ОЗЗ с использованием терминалов БМРЗ-ГР рекомендуется всегда вводить сигнализацию замыкания на землю при наличии напряжения нулевой последовательности на выводах генератора. Уставку по напряжению указанной блокировки $U_{0\text{с.з.}}$, В, определяют по формуле

$$U_{033\text{с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot U_{0\text{нб}}, \quad (7.19)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

$U_{0\text{нб}}$ - максимальное напряжение небаланса на выводах $3U_0$ трансформатора напряжения, может быть принято равным 7 В.

7.8.2 Выдержка времени сигнализации замыкания на землю $t_{033\text{сигн.}}$, с, может быть принята равной 10 секундам.

7.8.3 Функция сигнализации замыкания на землю может выполнять роль блокировки включения генераторного выключателя при замыканиях на землю, для чего необходимо ввести действие этой функции на блокировку включения выключателя.

8 Защита генератора от двойных замыканий на землю

8.1 Общие сведения

8.1.1 Защита от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети применяется на генераторах при установленных ТНП и имеет большую чувствительность к двойным замыканиям на землю, чем дифференциальная защита генератора.

8.1.2 Защита от двойных замыканий на землю работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

8.2 Требования ПУЭ

8.2.1 При установке на генераторах трансформатора тока нулевой последовательности для защиты от однофазных замыканий на землю должна быть предусмотрена токовая защита от двойных замыканий на землю, присоединяемая к этому трансформатору тока.

Для повышения надежности действия при больших значениях тока следует применять реле с насыщающимся трансформатором тока. Эта защита должна быть выполнена без выдержки времени и действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины.

8.3 Особенности выполнения защиты от двойных замыканий на землю в терминалах БМРЗ-ГР

8.3.1 Для защиты генератора от замыканий на землю в двух точках, одна из которых находится в генераторе, а другая – во внешней сети, предусмотрена отдельная ступень ОЗЗ.

8.4 Расчет уставок

8.4.1 В соответствии с требованиями ПУЭ на генераторах всегда следует применять защиту от замыканий на землю в двух точках, одна из которых находится в генераторе. Рекомендуется выбирать уставку срабатывания этой защиты $I_{Дв.33 с.з.}, А$, равную от 50 до 100 А.

8.4.2 Защита от замыканий на землю работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

9 Защиты генератора от внешних КЗ

9.1 Общие сведения

9.1.1 Для защиты от внешних симметричных и несимметричных КЗ генераторов мощностью от 1 МВт до 30 МВт применяется МТЗ с комбинированным пуском по напряжению.

9.1.2 Для защиты от внешних симметричных КЗ генераторов мощностью более 30 МВт применяется МТЗ с пуском по напряжению. Для защиты от внешних несимметричных КЗ в этом случае применяется ТЗОП.

9.1.3 При наличии секционирования шин генераторного напряжения МТЗ и ТЗОП следует выполнять с двумя выдержками времени: с меньшей выдержкой - на отключение секционного и шиносоединительного выключателей, с большей - на отключение выключателя генератора и гашение поля. Для гидрогенераторов допустимо действие на остановку турбины.

9.2 Требования ПУЭ

9.2.1 Для генераторов напряжением выше 1 кВ мощностью до 1 МВт в качестве защиты от внешних КЗ должна быть применена максимальная токовая защита, присоединяемая к трансформаторам тока со стороны нейтрали. Уставку защиты следует выбирать по току нагрузки с необходимым запасом. Допускается также применение упрощенной минимальной защиты напряжения (без реле тока).

9.2.2 Для защиты генераторов мощностью более 30 МВт от внешних симметричных КЗ должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения, выполняемая одним реле тока, включенным на фазный ток, и одним минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение. Ток срабатывания защиты должен быть в диапазоне от 1,3 до 1,5 $I_{ном}$, а напряжение срабатывания от 0,5 до 0,6 $U_{ном}$.

На генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток вместо указанной защиты может быть установлена однорелейная дистанционная защита.

9.2.3 Для защиты генераторов мощностью более 30 МВт от токов, обусловленных внешними несимметричными КЗ, а также от перегрузки током обратной последовательности следует предусматривать токовую защиту обратной последовательности, действующую на отключение с двумя выдержками времени.

Для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять со ступенчатой или зависимой характеристикой выдержки времени. При этом ступенчатая и зависимая характеристики при вторых (более высоких) выдержках времени не должны быть выше характеристики допустимых перегрузок генератора током обратной последовательности.

Для генераторов с косвенным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять с независимой выдержкой времени с током срабатывания не более допустимого для генератора при прохождении по нему тока обратной последовательности в течение 2 мин; меньшая

выдержка времени защиты не должна превышать допустимой длительности двухфазного КЗ на выводах генератора.

Токовая защита обратной последовательности, действующая на отключение, должна быть дополнена более чувствительным элементом, действующим на сигнал с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания этого элемента должен быть не более длительно допустимого тока обратной последовательности для данного типа генератора.

9.2.4 Для защиты генераторов мощностью более 1 МВт до 30 МВт от внешних КЗ следует применять максимальную токовую защиту с комбинированным пуском напряжения, выполненным с одним минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение, и одним устройством фильтр-реле напряжения обратной последовательности, разрывающим цепь минимального реле напряжения.

Ток срабатывания защиты должен быть в диапазоне от 1,3 до 1,5 $I_{ном}$, а напряжение срабатывания - от 0,5 до 0,6 $U_{ном}$, напряжение срабатывания устройства фильтр-реле напряжения обратной последовательности - от 0,1 до 0,12 $U_{ном}$.

9.2.5 Защита генераторов мощностью более 1 МВт от токов, обусловленных внешними КЗ, должна быть выполнена с соблюдением следующих требований:

- защиту следует присоединять к трансформаторам тока, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали;
- при наличии секционирования шин генераторного напряжения защиту следует выполнять с двумя выдержками времени: с меньшей выдержкой - на отключение соответствующих секционных и шиносоединительных выключателей, с большей - на отключение выключателя генератора и гашение поля.

9.3 Особенности выполнения защит от внешних КЗ в терминалах БМРЗ-ГР

9.3.1 В терминалах БМРЗ-ГР для защиты генератора от внешних КЗ реализованы МТЗ и ТЗОП.

9.3.2 Расчёты МТЗ и ТЗОП выполнены в относительных значениях.

9.3.3 МТЗ и ТЗОП подключают к ТТ со стороны нейтрали. При отсутствии ТТ со стороны нейтрали возможно подключение к ТТ со стороны выводов.

9.3.4 МТЗ может быть выполнена с пуском по напряжению от:

- реле минимального напряжения;
- комбинированного реле минимального напряжения и напряжения обратной последовательности.

9.3.5 Для защиты от внешних несимметричных КЗ генераторов, работающих на сборные шины, используют одну из ступеней ТЗОП, реализованных в терминалах БМРЗ-ГР.

9.4 Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению

9.4.1 Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

9.4.2 Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению $I_{\text{МТЗ с.з.}}$, о.е., определяют по условию отстройки от номинального тока генератора

$$I_{\text{МТЗ с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}, \quad (9.1)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным от 1,1 до 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальный ток генератора, принимается равным 1 о.е.

9.4.3 Для минимального реле напряжения первичное напряжение срабатывания защиты $U_{\text{с.з.}}$, В, определяют по условию отстройки от напряжения самозапуска двигателей

$$U_{\text{МТЗ с.з.}} \leq \text{от } 0,6 \text{ до } 0,7 U_{\text{Г.НОМ}}, \quad (9.2)$$

где $U_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, В.

9.4.4 Для турбогенераторов, для которых допустим асинхронный режим, напряжение срабатывания выбирают из условия отстройки от асинхронного режима, возникающего при потере возбуждения

$$U_{\text{МТЗ с.з.}} = \text{от } 0,5 \text{ до } 0,6 U_{\text{Г.НОМ}}, \quad (9.3)$$

где $U_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, В.

9.4.5 Уставку срабатывания защиты по напряжению обратной последовательности выбирают по условию отстройки от напряжения небаланса нормального режима

$$U_{2 \text{ МТЗ с.з.}} = k_{\text{нб}} \cdot U_{\text{Г.НОМ}}, \quad (9.4)$$

где $k_{\text{нб}} = 0,07$ – коэффициент небаланса;

$U_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, В.

Пусковой орган по напряжению обратной последовательности используется, если не введена в действие ТЗОП, при этом он обеспечивает высокую чувствительность к внешним несимметричным КЗ.

9.4.6 Чувствительность по току определяется при металлическом двухфазном КЗ в конце зоны резервирования (за повышающим трансформатором или реактором)

$$k_{\text{чI}} = \frac{I_{\text{КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ с.з.}}}, \quad (9.5)$$

где $I_{\text{КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)}$ – периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в конце зоны резервирования (за повышающим трансформатором или реактором) в установившемся режиме, рассчитывается по формуле (3.15), о.е.;

$I_{\text{МТЗ с.з.}}$ – ток срабатывания МТЗ, о.е.

9.4.7 Чувствительность уставки минимального напряжения МТЗ с комбинированным пуском по напряжению определяют по формуле

$$k_{чU} = \frac{U_{\text{МТЗ с.з.}} \cdot k_B}{U_{\text{КЗ макс}}}, \quad (9.6)$$

где $U_{\text{МТЗ с.з.}}$ - уставка срабатывания МТЗ по напряжению;

$k_B = 1,05$ - коэффициент возврата. Коэффициент возврата учитывают, так как в момент возникновения трехфазного КЗ кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, поэтому срабатывает ПОН МТЗ. Для возврата ПОН после исчезновения несимметрии необходимо, чтобы все линейные напряжения превысили значение $k_B \cdot U_{\text{с.з.}}$;

$U_{\text{КЗ макс}}$ - значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования (например, за повышающим трансформатором), В.

9.4.8 В случае МТЗ с пуском по минимальному напряжению чувствительность уставки минимального напряжения определяют по формуле

$$k_{чU} = \frac{U_{\text{МТЗ с.з.}}}{U_{\text{КЗ макс}}}. \quad (9.7)$$

Чувствительность уставки срабатывания защиты по напряжению обратной последовательности определяют по формуле

$$k_{чU2} = \frac{U_{2\text{КЗ мин}}}{U_{2\text{ МТЗ с.з.}}}, \quad (9.8)$$

где $U_{2\text{КЗ мин}}$ - значение напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования (например, за повышающим трансформатором), В;

$U_{2\text{ МТЗ с.з.}}$ - уставка срабатывания МТЗ по напряжению обратной последовательности, В.

9.4.9 Минимальное значение коэффициента чувствительности $k_{ч}$ по току и по напряжению должно быть:

- 1,5 - при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и при КЗ на шинах;

- 1,2 - при выполнении МТЗ функций резервирования и при КЗ в конце зоны резервирования.

9.4.10 Выдержка времени МТЗ $t_{\text{МТЗ с.з.}}$ должна быть на ступень селективности Δt больше, чем выдержка времени наиболее чувствительной ступени защит присоединений, отходящих от сборных шин генераторного напряжения.

9.4.11 При наличии секционирования шин генераторного напряжения МТЗ действует с выдержкой времени $t_{\text{МТЗ с.з.}}$, с, рассчитанной согласно 9.4.10, на отключение секционного и шиносоединительного выключателей. Через ступень селективности Δt МТЗ действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

9.5 Расчет уставок ТЗОП

9.5.1 Расчет уставок ТЗОП выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

9.5.2 Для защиты генераторов, работающих на сборные шины от внешних несимметричных замыканий и резервирования основных защит используется одна ступень ТЗОП.

9.5.3 Ток срабатывания ТЗОП выбирают по следующим условиям:

- резервирование защит от несимметричных КЗ на стороне ВН трансформатора;
- согласование с защитами от несимметричных КЗ стороны ВН повышающего трансформатора;
- предотвращение повреждения ротора генератора из-за перегрева при протекании токов обратной последовательности.

9.5.4 Для обеспечения резервирования защит на стороне ВН трансформатора должна обеспечиваться чувствительность ТЗОП к КЗ на стороне ВН или за реактором. Чувствительность обеспечивается при выполнении условия

$$I_{\text{ТЗОП с.з.}} = \frac{I_{*2 \text{ КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)}}{k_{\text{ч}}}, \quad (9.9)$$

где $I_{*2 \text{ КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)}$ – ток обратной последовательности двухфазного КЗ от защищаемого генератора при КЗ в конце зоны резервирования (за повышающим трансформатором, за трансформатором собственных нужд, за реактором линии генераторного напряжения) в установившемся режиме, рассчитывается по формуле (3.16), о.е.;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, рекомендуется принимать равным 1,2.

9.5.5 Для обеспечения согласования с защитами от несимметричных КЗ трансформатора необходимо выполнение условия

$$I_{\text{ТЗОП с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{\text{ТЗОП тр с.з.}}, \quad (9.10)$$

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

$k_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока генератора к току на стороне ВН трансформатора в режиме работы с наибольшим значением тока (в работу введено наибольшее количество генераторов);

$I_{\text{ТЗОП тр с.з.}}$ – ток срабатывания наиболее чувствительной ступени ТЗОП трансформатора, о.е.

9.5.6 Ток срабатывания ТЗОП $I_{\text{ТЗОП с.з.}}$, о.е., принимают равным наибольшему из значений, полученных по условиям (9.9) и (9.10).

9.5.7 Коэффициент чувствительности определяют по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{*2 \text{ КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)}}{I_{\text{ТЗОП с.з.}}}, \quad (9.11)$$

где $I_{*2 \text{ КЗ тр}(t=\infty)}^{(2)}$ – ток обратной последовательности двухфазного КЗ от защищаемого генератора в конце зоны резервирования (за повышающим

трансформатором, за трансформатором собственных нужд, за реактором линии генераторного напряжения) в установившемся режиме, рассчитывается по формуле (3.16), о.е.;

$I_{\text{ТЗОП с.з.}}$ – ток срабатывания ТЗОП генератора, о.е.

9.5.8 Выдержка времени ТЗОП $t_{\text{ТЗОП с.з.}}$, c , должна удовлетворять следующим условиям:

- должна быть больше выдержки времени наиболее чувствительной ступени защиты от несимметричных КЗ стороны ВН повышающего трансформатора;

- должна быть больше выдержек времени наиболее чувствительных ступеней защит элементов, присоединенных к шинам генераторного напряжения;

- должна удовлетворять условию допустимости нагрева ротора токами обратной последовательности при КЗ на выводах генератора.

9.5.9 По условию допустимости нагрева при КЗ на выводах генератора выдержка времени должна удовлетворять неравенству

$$t_{\text{ТЗОП с.з.}} \leq t_{\text{доп}} = \frac{A}{\left(I_{*2 \text{ КЗ } (t=0)}^{(2)}\right)^2}, \quad (9.12)$$

где A - постоянная нагрева ротора генератора, с;

$I_{*2 \text{ КЗ } (t=0)}^{(2)}$ - ток обратной последовательности при двухфазном КЗ на выводах СГ, определяется по формуле (3.5), о.е.

9.5.10 При наличии секционирования шин генераторного напряжения ТЗОП действует с выдержкой времени $t_{\text{ТЗОП с.з.}}$, рассчитанной согласно 9.5.8, на отключение секционного и шиносоединительного выключателей. Через ступень селективности Δt ТЗОП действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

10 Защита генератора от несимметричной перегрузки

10.1 Общие сведения

10.1.1 Для генераторов большую опасность представляют несимметричные режимы. В несимметричном режиме возникает перегрузка генератора токами обратной последовательности, создающими вращающееся магнитное поле, направленное навстречу движению ротора. При этом в бочке ротора возникают токи двойной частоты, вызывающие нагрев зубцов и пазовых клиньев в торцовых зонах ротора.

10.1.2 Несимметрия токов возникает при неполнофазных режимах в энергосистеме (например, при работе ОАПВ на линиях), а также при больших несимметричных нагрузках близких потребителей (нагрузка тяговых подстанций, дуговых электропечей и др.). Кроме несимметричных режимов причиной опасных нагревов ротора могут быть несимметричные КЗ.

10.1.3 Защиту от перегрузок токами обратной последовательности рекомендуется выполнять с зависимой характеристикой выдержки времени.

10.1.4 Дополнительно к защите от несимметричной перегрузки, действующей на отключение, применяют ступень с независимой выдержкой времени с действием на сигнал.

10.2 Требования ПУЭ

10.2.1 Для защиты генераторов мощностью более 30 МВт от токов, обусловленных внешними несимметричными КЗ, а также от перегрузки током обратной последовательности следует предусматривать токовую защиту обратной последовательности, действующую на отключение с двумя выдержками времени.

10.2.2 Для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять со ступенчатой или зависимой характеристикой выдержки времени. При этом ступенчатая и зависимая характеристики при вторых (более высоких) выдержках времени не должны быть выше характеристики допустимых перегрузок генератора током обратной последовательности.

10.2.3 Для генераторов с косвенным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять с независимой выдержкой времени с током срабатывания не более допустимого для генератора при прохождении по нему тока обратной последовательности в течение 2 мин; меньшая выдержка времени защиты не должна превышать допустимой длительности двухфазного КЗ на выводах генератора.

10.2.4 Токовая защита обратной последовательности, действующая на отключение, должна быть дополнена более чувствительным элементом, действующим на сигнал с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания этого элемента должен быть не более длительно допустимого тока обратной последовательности для данного типа генератора.

10.3 Особенности выполнения защиты от несимметричной перегрузки в терминалах БМРЗ-ГР

10.3.1 Защита от перегрузки токами обратной последовательности в терминале БМРЗ-ГР выполнена третьей ступенью ТЗОП.

10.3.2 Расчёты уставок защиты выполнены в относительных единицах.

10.3.3 Защита подключена к трансформаторам тока со стороны нейтрали генератора. При отсутствии ТТ со стороны нейтрали генератора имеется возможность переключения защиты на ТТ со стороны выводов.

10.3.4 Для защиты от несимметричных перегрузок токами обратной последовательности применяется третья ступень ТЗОП с независимой или зависимой характеристикой с действием на отключение. Зависимая характеристика строится исходя из допустимой длительности

несимметричного режима при неизменном токе обратной последовательности, характеризующейся выражением

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{\left(\frac{I_2}{I_{\text{Г.НОМ}}}\right)^2}, \quad (10.1)$$

где A - постоянная нагрева ротора генератора, с;

I_2 - действующее значение тока обратной последовательности, протекающего в обмотке статора генератора, А;

$I_{\text{Г.НОМ}}$ - номинальный ток генератора, А.

10.3.5 Для выполнения сигнализации несимметричной перегрузки в терминале БМРЗ-ГР используется четвертая ступень ТЗОП с независимой характеристикой.

10.4 Расчет уставок защиты от несимметричной перегрузки

10.4.1 Расчет уставок защиты от несимметричной перегрузки выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

10.4.2 Защита генератора от несимметричной перегрузки может выполняться, как с независимой, так и с зависимой характеристикой выдержки времени.

10.4.3 Рекомендуется применение зависимой характеристики выдержки времени, поскольку она повторяет характеристику допустимой длительности несимметричного режима генератора и не усложняет выполнение защиты.

10.4.4 Уставку срабатывания защиты с независимой характеристикой $I_{\text{несим.перегр. с.з.}}$, о. е., рассчитывают по формуле

$$I_{\text{несим.перегр. с.з.}} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{устр.}}}}, \quad (10.2)$$

где A - постоянная нагрева ротора генератора, с;

$t_{\text{устр.}} = 120$ с - допустимое время устранения режима с протеканием токов обратной последовательности.

10.4.5 Выдержку времени защиты с независимой характеристикой принимают равной допустимому времени устранения режима с протеканием токов обратной последовательности $t_{\text{несим.перегр. с.з.}} = t_{\text{устр.}}$. Согласно ПУЭ указанное время $t_{\text{устр.}}$, с, принимается равным 120 с.

10.4.6 Ток пуска защиты с зависимой характеристикой выдержки времени $I_{\text{несим.перегр. п.о.}}$, о. е., определяют по условию отстройки от длительно допустимого тока обратной последовательности

$$I_{\text{несим.перегр. п.о.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2,\text{доп.}}, \quad (10.3)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$I_{2,\text{доп.}}$ - длительно допустимый ток обратной последовательности, выраженный в долях от номинального тока генератора, о.е.. Согласно [14] равен:

- 0,14 о.е. - для явнополюсных генераторов с косвенным охлаждением мощностью до 125 МВт;

- 0,08 о.е. - для неявнополюсных генераторов.

10.4.7 Постоянную времени охлаждения генератора $T_{\text{несим.перегр.охл}}$, с, рассчитывают по формуле

$$T_{\text{несим.перегр.охл}} = \frac{A}{3 \cdot (I_{2,\text{доп.}})^2}, \quad (10.4)$$

где A - постоянная нагрева ротора генератора, с;

$I_{2,\text{доп.}}$ - длительно допустимый ток обратной последовательности, выраженный в долях от номинального тока генератора, о.е.

10.4.8 Защита от перегрузки токами обратной последовательности выполняется с действием на отключение генераторного выключателя, пуск УРОВ и вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

10.5 Расчет уставок сигнализации несимметричной перегрузки

10.5.1 Расчет уставок сигнализации несимметричной перегрузки выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

10.5.2 Первичный ток срабатывания сигнализации несимметричной перегрузки выбирают по следующим условиям:

- отстройка от длительно допустимого тока обратной последовательности;

- отстройка от тока небаланса при максимально возможном токе перегрузки генератора.

Ток срабатывания сигнализации $I_{\text{несим.перегр. сигн.}}$, о.е., выбирают по условию отстройки от длительно допустимого тока обратной последовательности

$$I_{\text{несим.перегр. сигн.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{2\text{нб}}, \quad (10.5)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{2\text{нб}}$ - ток небаланса, о.е..

10.5.3 Ток небаланса при максимальном токе перегрузки определяют по формуле

$$I_{2\text{нб}} = (k_{\text{сх}} \cdot \varepsilon + \gamma) \cdot I_{*\text{пер.макс}}, \quad (10.6)$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, при использовании ТТ в трех фазах равен $1/3$, а при использовании ТТ в двух фазах и обратного провода, равен $1/\sqrt{3}$;

ε - слагающая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока при номинальном токе. Согласно [11] токовая

погрешность трансформаторов тока 10Р для защиты при номинальном токе составляет $\varepsilon = 0,03$;

γ - слагающая тока небаланса, обусловленная погрешностью вычисления токов обратной последовательности в устройстве релейной защиты, для БМРЗ-ГР принимается равной 0,05;

$I_{*пер.макс}$ - ток максимально возможной симметричной перегрузки генератора, о.е..

10.5.4 Выдержка времени сигнализации должна быть больше выдержки времени резервных защит генератора и может быть принята равной 10 с.

10.5.5 Сигнализация несимметричной перегрузки действует на сигнал.

11 Защита генератора от симметричной перегрузки обмотки статора

11.1 Общие сведения

11.1.1 Защита от симметричной перегрузки на станциях с обслуживающим персоналом действует на сигнал, на станциях без постоянного обслуживающего персонала защита действует на сигнал, автоматическую разгрузку и, если разгрузка оказывается неэффективной, на отключение выключателя и АГП.

11.2 Требования ПУЭ

11.2.1 Защита генератора от токов, обусловленных симметричной перегрузкой, должна быть выполнена в виде максимальной токовой защиты, действующей на сигнал с выдержкой времени и использующей ток одной фазы статора.

11.3 Особенности выполнения защиты от симметричной перегрузки в терминалах БМРЗ-ГР

11.3.1 Расчёты токовых защит выполнены в относительных значениях величин.

11.3.2 Защиту от симметричной перегрузки подключают к ТТ со стороны нейтрали. При отсутствии ТТ со стороны нейтрали МТЗ и защиту от перегрузки подключают к ТТ со стороны выводов.

11.3.3 Подключение ТТ к терминалу БМРЗ-ГР необходимо осуществлять по схеме "звезда".

11.3.4 Защита от перегрузки имеет независимую и зависимую времятоковые характеристики. Для зависимой характеристики продолжительность перегрузки от кратности тока прямой последовательности задается в табличном виде или чрезвычайно инверсной характеристикой, которая описывается формулой

$$t_{\text{сим.перегр. с.з.}} = \frac{80 \cdot k}{I_*^2 - 1}, \quad (11.1)$$

где k – коэффициент времени, рассчитываемая величина, с;

I_* - ток, протекающий через генератор, о.е.

11.3.5 Защита от перегрузки может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию.

11.4 Расчет уставок

11.4.1 Защита от симметричной перегрузки на станциях с обслуживающим персоналом действует на сигнал. Расчет уставок сигнализации симметричной перегрузки выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины» [2].

11.4.2 Ток срабатывания защиты от перегрузки $I_{\text{сим.перегр. сигн.}}$, о.е., определяют по условию отстройки от номинального тока $I_{\text{Г.НОМ}}$ генератора

$$I_{\text{сим.перегр. сигн.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}, \quad (11.2)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

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

$I_{\text{Г.НОМ}} = 1$ – номинальный ток генератора, о.е.

11.4.3 Выдержку времени ступени защиты, действующей на сигнал, выбирают по условию отстройки от времени действия резервных защит и может быть принята равной 10 с.

11.4.4 На станциях без постоянного обслуживающего персонала защита действует на сигнал и автоматическую разгрузку. Если автоматическая разгрузка оказывается неэффективной, то на отключение выключателя, АГП и пуск УРОВ. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

11.4.5 Выдержку времени ступени защиты, действующей на отключение, выбирают по перегрузочной характеристике генератора.

11.4.6 Ток пуска защиты от перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени $I_{\text{сим.перегр. п.о.}}$, о.е., определяют по условию отстройки от номинального тока генератора

$$I_{\text{сим.перегр. п.о.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}, \quad (11.3)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

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

$I_{\text{Г.НОМ}} = 1$ – номинальный ток генератора, о.е.

11.4.7 Если известно несколько точек перегрузочной характеристики генератора, характеристика срабатывания защиты от перегрузки задается последовательностью точек $t_{\text{с.з.}}(I_{\text{с.з.}})$ (см. рисунок 11.1).

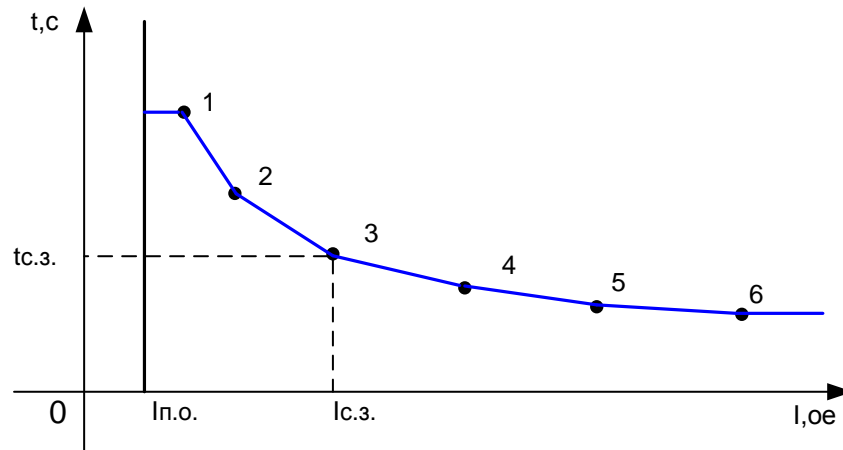


Рисунок 11.1 – Перегрузочная характеристика генератора

11.4.8 Если известна только одна точка перегрузочной характеристики генератора, то характеристика защиты от перегрузки задается чрезвычайно инверсной характеристикой (см. формулу (11.1)). Коэффициент времени рассчитывают по формуле

$$k = \frac{(I_{*с.з.}^2 - 1) \cdot t_{с.з.}}{80}, \quad (11.4)$$

где $I_{*с.з.}$ – ток срабатывания защиты в точке, о.е. При отсутствии данных принимается равным 1,5 о.е. [14];

$t_{с.з.}$ – выдержка срабатывания при токе $I_{*с.з.}$, с. При отсутствии данных принимается равной 120 с [14].

11.4.9 Постоянную времени охлаждения генератора $T_{\text{сим.перегр.охл}}$ рекомендуется принимать не менее $T_{1.1}/3$, где $T_{1.1}$ – выдержка времени защиты от симметричной перегрузки при токе равном $1,1 I_{Г.НОМ}$, о.е.

12 Защита генератора от замыканий на землю в цепи возбуждения

12.1 Общие сведения

12.1.1 Для защиты генератора от замыкания на землю в цепи возбуждения предусматривают двухступенчатую защиту от понижения уровня изоляции цепей возбуждения.

12.1.2 Первая ступень указывает на необходимость принятия мер к обнаружению участка со сниженным сопротивлением. К таким мерам относятся:

- перевод генератора на резервное возбуждение;
- использование дополнительных устройств поиска места повреждения.

Помимо вышперечисленных мер, при выявлении снижения изоляции цепи ротора, в работу вводится защита от двойных замыканий в цепи ротора, крайне опасных для генератора.

12.1.3 Вторая ступень, срабатывающая при более низком сопротивлении изоляции, действует на отключение генераторного выключателя и АГП [15].

12.2 Требования ПУЭ

12.2.1 Для турбогенераторов напряжением выше 1 кВ мощностью более 1 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения.

12.2.2 Защита от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенераторов должна быть предусмотрена в одном комплекте на несколько (но не более трех) генераторов с близкими параметрами цепей возбуждения. Защита должна включаться в работу только при появлении замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения, выявляемого при периодическом контроле изоляции. Защита должна действовать на отключение выключателя генератора и гашение поля на генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток и на сигнал или на отключение на генераторах с косвенным охлаждением.

12.3 Особенности выполнения защиты от замыканий на землю в цепи возбуждения в терминалах БМРЗ-ГР

12.3.1 Защита генератора от замыкания на землю в цепи возбуждения на терминалах БМРЗ-ГР выполняется с использованием внешних устройств защиты или контроля изоляции цепей возбуждения.

12.3.2 В качестве защиты от замыкания на землю в цепи возбуждения применяют устройства контроля изоляции.

12.3.3 Уставки устройств контроля изоляции, как правило, выбирают из диапазона:

- для первой ступени (сигнализация) – от 10 до 20 кОм;
- для второй ступени (отключение) – от 4 до 5 кОм.

12.3.4 Сигналы срабатывания ступеней защиты от замыкания на землю в цепи возбуждения заводятся на дискретные входы терминала БМРЗ-ГР. Первая ступень действует на сигнализацию, вторая ступень действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию.

13 Защита генератора от потери возбуждения

13.1 Общие сведения

13.1.1 При потере возбуждения генератор переходит в асинхронный режим, частота вращения генератора увеличивается не более чем на 10 %, поскольку большее её увеличение приводит к срабатыванию автомата безопасности турбины.

13.1.2 В условиях асинхронного режима вследствие потребления из сети большой реактивной мощности значительно увеличивается ток статора, что может привести к перегреву обмотки, поэтому активная мощность в асинхронном режиме должна ограничиваться. Скольжение ротора относительно вращающегося магнитного поля создает вихревые токи в бочке ротора, вызывающие дополнительный нагрев ротора, что может привести к его перегреву и повреждению.

13.1.3 Защиту от потери возбуждения выполняют с помощью направленного реле сопротивления с круговой характеристикой. В нормальном режиме работы вектор полного сопротивления на выводах генератора обычно находится в первом квадранте комплексной плоскости сопротивлений. При потере возбуждения генератор потребляет из сети значительную реактивную мощность и продолжает нести активную нагрузку, поэтому вектор сопротивления перемещается в четвертый квадрант.

13.1.4 Если асинхронный режим недопустим для генератора или для системы, защита действует на отключение генераторного выключателя.

Если асинхронный режим допустим, то защита действует на перевод генератора в допустимые условия работы при асинхронном режиме: на разгрузку генератора по активной мощности (до уровня 30 – 60 % от номинальной), в блок релейной форсировки турбины для ее торможения и на АГП. При этом действия на гашение поля и на разгрузку генератора импульсные, что необходимо для обеспечения возможности ресинхронизации генератора при переходе на резервное возбуждение или восстановление цепей основного возбуждения.

13.2 Требования ПУЭ

13.2.1 На турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток рекомендуется устанавливать устройства защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения. Допускается вместо этого предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима только по положению устройств автоматического гашения поля. При действии указанных устройств защиты или при отключении АГП на генераторах, допускающих асинхронный режим, должен подаваться сигнал о потере возбуждения.

Генераторы, не допускающие асинхронного режима, а в условиях дефицита реактивной мощности в системе и остальные генераторы, потерявшие возбуждение, должны отключаться от сети при действии указанных устройств (защиты или автоматического гашения поля).

13.3 Особенности выполнения защиты от потери возбуждения в терминалах БМРЗ-ГР

13.3.1 Защита от потери возбуждения действует на основании вектора сопротивления прямой последовательности, рассчитанного из фазных токов и линейных напряжений.

13.3.2 Характеристика защиты имеет вид, представленный на рисунке 13.1, область расположения симметричной круговой характеристики определяется уставками по сопротивлению срабатывания и смещения при фиксированном угле максимальной чувствительности, равном 270° :

$Z_{ср}$ – сопротивление срабатывания, Ом;

$Z_{см}$ – смещение по сопротивлению срабатывания, Ом.

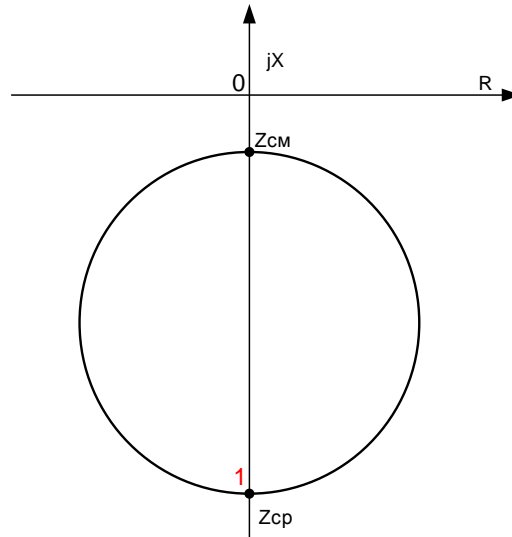


Рисунок 13.1 - Характеристика реле сопротивления защиты от потери возбуждения

13.3.3 В зависимости от исполнения терминала БМРЗ-ГР для исключения ложного срабатывания защиты при включении генератора методом грубой синхронизации предусмотрено замедление ввода защиты при появлении тока в цепи генератора.

13.3.4 Для предотвращения излишних срабатываний при внешних несимметричных КЗ рекомендуется применять блокировку от сигнального органа ТЗОП.

13.4 Расчет уставок

13.4.1 Расчет уставок сигнализации симметричной перегрузки выполнен в соответствии с [15]. Сопротивление срабатывания защиты от потери возбуждения $Z_{ЗПВ\ с.з.}, о.е.$, выбирают из условия обеспечения надежной работы при потере возбуждения ненагруженного генератора

$$Z_{ЗПВ\ с.з.} = 1,1 \cdot x_d^*, \quad (13.1)$$

где x_d^* – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е..

13.4.2 Сопротивление смещения характеристики выбирают из условия срабатывания защиты при асинхронном режиме генератора с полной нагрузкой и замкнутой накоротко обмоткой ротора

$$Z_{ЗПВ\text{ см}} = 0,4 \cdot x'_{d}, \quad (13.2)$$

где x'_{d} - переходное сопротивление генератора, о.е.

13.4.3 По условию отстройки от режима недовозбуждения после расчета необходимо проверить выполнение условия

$$Z_{ЗПВ\text{ с.з.}} < \frac{U_{\text{ном}}^2}{k_{\text{отс}} \cdot Q_{\text{доп}}}, \quad (13.3)$$

где $U_{\text{ном}} = 1$ о.е. – номинальное напряжение генератора;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$Q_{\text{доп}}$ - допустимая реактивная потребляемая мощность в режиме недовозбуждения, о.е.

13.4.4 Для исключения ложного срабатывания защиты при включении генератора методом грубой синхронизации предусмотрено замедление ввода защиты при появлении тока в цепи генератора. Уставку по току принимают равной нижнему порогу измерения терминала БМРЗ-ГР $I_{ЗПВ\text{ с.з.}} = 0,25$ А. Выдержку времени при появлении тока в цепи генератора принимают равной 1 с.

13.4.5 Выдержку времени защиты от потери возбуждения $t_{ЗПВ\text{ с.з.}}$ выбирают из условия отстройки от переходных процессов и принимают равной от 1 до 2 с.

13.4.5 Защита действует на отключение генераторного выключателя и сигнализацию, если асинхронный режим недопустим для генератора или для системы.

Если асинхронный режим допустим, то защита действует на перевод генератора в допустимые условия работы при асинхронном режиме:

- на разгрузку генератора по активной мощности;
- в блок релейной форсировки турбины для ее торможения;
- на АГП.

14 Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения

14.1 Общие сведения

14.1.1 Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения предназначена для ликвидации асинхронного режима генератора, характеризующегося большими колебаниями активной и реактивной мощности, с целью предотвращения развития крупных аварий.

14.1.2 Защита имеет две ступени, одна из которых срабатывает при нахождении электрического центра качаний (ЭЦК) на линии связи, другая при нахождении ЭЦК в генераторе или повышающем трансформаторе.

Если ЭЦК находится в генераторе, этот генератор должен быть отключен от сети, так как это значит, что данный генератор вышел из синхронной работы.

Если ЭЦК находится в линии или трансформаторе, значит данная электростанция вышла из синхронной работы с энергосистемой. В этом

случае должны действовать устройства ПА на отключение части генераторов, аварийное управление мощностью турбин, отключение части нагрузки и деление энергосистем.

Ступень защиты, действующая при нахождении ЭЦК на линии связи, предназначена для резервирования ПА, установленной на линии ВН, и срабатывает за большее количество циклов скольжения, достаточное для срабатывания автоматики ликвидации асинхронного хода, установленной на линии.

14.2 Особенности выполнения защиты от асинхронного режима без потери возбуждения в терминалах БМРЗ-ГР

14.2.1 Защита подключена к трансформаторам тока со стороны нейтрали генератора.

14.2.2 Защита действует на основании вектора сопротивления прямой последовательности, рассчитанного из фазных токов и линейных напряжений.

14.2.3 Защита имеет две ступени, каждая из которых может быть введена в действие отдельно. Первая ступень срабатывает, если ЭЦК находится в линии связи с энергосистемой. Вторая ступень срабатывает, если ЭЦК находится в генераторе или повышающем трансформаторе. Каждая ступень срабатывает по факту достижения количества циклов скольжения, заданного уставкой.

14.2.4 Характеристики ступеней защиты имеют вид, представленный на рисунке 14.1. Каждая ступень защиты, задается следующими уставками:

$Z_{\text{ЗАР с.з.}}$ – сопротивление срабатывания, Ом;

$Z_{\text{ЗАР см}}$ – смещение по сопротивлению срабатывания, Ом;

$\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности, °.

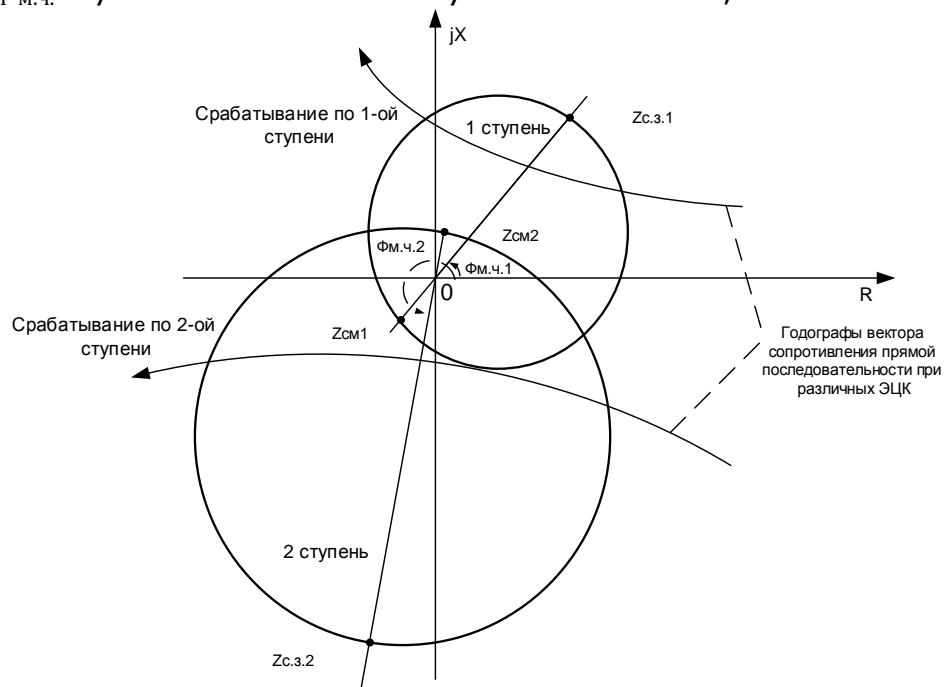


Рисунок 14.1 - Характеристика реле сопротивлений защиты от асинхронного режима

14.2.5 В нормальном состоянии вектор полного сопротивления нагрузки находится в первом квадранте комплексной плоскости, а пусковые органы Z_1, Z_2, W_1, W_2 находятся в исходном состоянии. Скольжение выявляется в случае последовательного выполнения условий, соответствующих движению вектора сопротивления:

а) $Z_1 (Z_2) = 0$ и $W_1 (W_2) = 0$;

б) $Z_1 (Z_2) = 1$ и $W_1 (W_2) = 0$;

в) $Z_1 (Z_2) = 1$ и $W_1 (W_2) = 1$;

г) $Z_1 (Z_2) = 0$ и $W_1 (W_2) = 1$;

$Z_1, Z_2 = 1$ - срабатывание реле сопротивления первой и второй ступени соответственно;

$W_1, W_2 = 1$ - срабатывание фазочувствительного органа первой и второй ступени соответственно (угол вектора сопротивления первой ступени находится в диапазоне от " $\Phi_{м.ч.1}$ " до " $\Phi_{м.ч.1} + 180^\circ$ ", второй ступени - от " $\Phi_{м.ч.2}$ " минус 180° до " $\Phi_{м.ч.2}$ ").

При последовательном выполнении вышеуказанных условий определяется, что произошёл один цикл скольжения. При достижении количества циклов скольжения, заданного уставкой, происходит срабатывание соответствующей ступени. Логика подсчёта количества циклов скольжения первой и второй ступеней одинакова.

Счетчик циклов скольжения сбрасывается в ноль по истечении выдержки времени $T_{ЗАР\ сброс}$ после выполнения последнего из условий а) - г).

14.2.6 Защита работает только при исправных цепях измерения напряжения. В случае выявления повреждения (срабатывание КЦН) алгоритм защиты блокируется.

14.2.7 Защита блокируется при срабатывании защиты от потери возбуждения.

14.3 Расчет уставок

14.3.1 Сопротивление срабатывания первой ступени защиты $Z_{ЗАР\ с.з.}^I$, о.е., выбирают из условия срабатывания при нахождении ЭЦК в линии связи или системе

$$Z_{ЗАР\ с.з.}^I = k_{отс} \cdot \frac{Z_{тр} + Z_{л}}{k_{ток}}, \quad (14.1)$$

где $k_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$Z_{тр}$ - полное сопротивление повышающего трансформатора, о.е.;

$Z_{с}$ - полное сопротивление линии связи в минимальном режиме, о.е.;

$k_{ток}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в генераторе к току в трансформаторе в режиме с наибольшим введённым в работу количеством генераторов.

14.3.2 Первая ступень должна быть отстроена от максимального нагрузочного режима

$$Z_{ЗАР\ с.з.}^I < \frac{Z_{нагр}}{k_{отс} \cdot \cos(\Phi_{ЗАР\ м.ч.}^I - \Phi_{нагр.})}, \quad (14.2)$$

где $Z_{\text{нагр}}$ - наименьшее сопротивление нагрузки, о.е.;

$k_{\text{отс}} = 1,1$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^I$ - угол максимальной чувствительности первой ступени защиты от асинхронного режима, °;

$\Phi_{\text{нагр.}}$ - угол нагрузки, °.

14.3.3 Сопротивление смещения характеристики первой ступени $Z_{\text{ЗАР см.}}^I$, о.е., принимают равным

$$Z_{\text{ЗАР см.}}^I = 0,1 \cdot Z_{\text{ЗАР с.з.}}^I \quad (14.3)$$

где $Z_{\text{ЗАР с.з.}}^I$ - сопротивление срабатывания первой ступени защиты от асинхронного режима без потери возбуждения, о.е.

14.3.4 Угол максимальной чувствительности первой ступени $\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^I$ принимают равным углу линии.

14.3.5 Сопротивление срабатывания второй ступени защиты $Z_{\text{ЗАР с.з.}}^{II}$, о.е., выбирают из условия срабатывания при нахождении ЭЦК в генераторе

$$Z_{\text{ЗАР с.з.}}^{II} = 1,2 \cdot x_d \quad (14.4)$$

где x_d - синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.

14.3.6 Сопротивление смещения характеристики второй ступени защиты от асинхронного режима генераторов, работающих на сборные шины принимают равным $Z_{\text{ЗАР см.}}^{II} = 0$.

14.3.7 Угол максимальной чувствительности второй ступени $\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^{II}$ принимают максимально близким к 270° .

14.3.8 Количество циклов скольжения второй ступени рекомендуется принимать равным от двух до шести.

Количество циклов скольжения первой ступени (ЭЦК на линии связи) должно быть больше количества циклов второй ступени (ЭЦК в генераторе) для предотвращения отключения генератора при ЭЦК на линии ВН и параллельно работающих генераторах. При этом данный режим должен быть допустим для энергосистемы и генератора.

14.3.9 Счетчик циклов скольжения сбрасывается в ноль по истечении выдержки времени $T_{\text{сброс}}$. Выдержка времени должна быть больше времени одного цикла скольжения, рекомендуется принимать $T_{\text{ЗАР сброс}} = 2$ с.

14.3.10 Обе ступени защиты действует на отключение генераторного выключателя и сигнализацию.

15 Защита генератора от обратной активной мощности

15.1 Общие сведения

15.1.1 Значительная часть технологических защит действует на закрытие стопорных клапанов турбины, вспомогательные контакты которых воздействуют на отключение и АГП. При этом во избежание разгона и разрушения турбины в случае неполного закрытия стопорного

клапана действие на отключение генератора и на гашение поля контролируется с помощью реле обратной мощности.

Первая ступень защиты от обратной активной мощности разрешает отключение и гашение поля от технологических защит лишь при изменении направления активной мощности генератора, когда активная мощность начинает поступать из сети в генератор (после прекращения подачи пара в турбину). При оперативном плановом останове генератора отключение также производится с контролем прекращения подачи пара в турбину.

Первую ступень рекомендуется выполнять с контролем положения стопорного клапана.

Некоторые устройства защиты турбины отключают генератор без контроля прекращения впуска пара в турбину [15].

15.1.2 Генераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя должны быть немедленно отключены, для чего должна быть установлена защита от обратной мощности генератора. Это требование не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами [16].

15.1.3 Вторая ступень защиты предназначена для защиты генератора от длительной работы в двигательном режиме, который может вызвать недопустимый перегрев генератора. Вторая ступень выполнена с выдержкой времени около 20 с и задержкой на сброс при пропадании сигнала пуска 2 - 3 с.

15.2 Особенности выполнения защиты от обратной активной мощности в терминалах БМРЗ-ГР

15.2.1 В терминале БМРЗ-ГР реализовано две ступени защиты:

- первая ступень для блокировки оперативного отключения и отключения от технологических защит;
- вторая ступень для защиты генератора от длительной работы в двигательном режиме.

15.2.2 В терминале БМРЗ-ГР защита выполнена с контролем активной мощности, которая рассчитывается на основе напряжения $U_{вс}$ и тока $I_{д}$.

15.2.3 Характеристика защиты имеет вид, представленный на рисунке 15.1

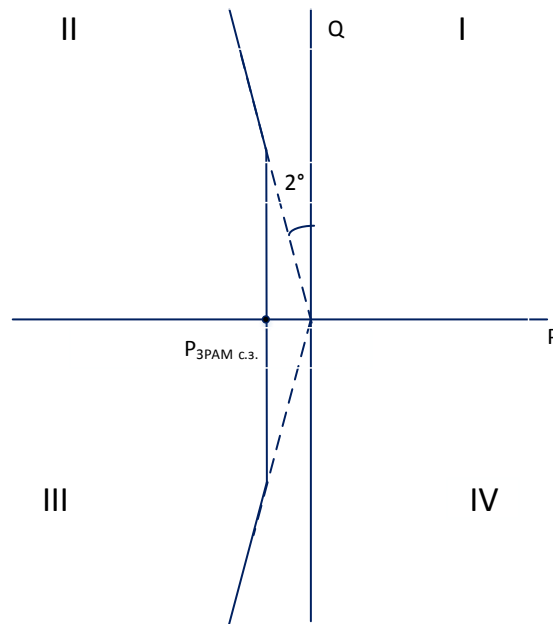


Рисунок 15.1 - Характеристика реле мощности защиты от реверса активной мощности

15.2.4 Вход терминала I_Ф должен быть подключен к обмотке трансформатора тока фазы А. Трансформатор должен быть подключен к выводам генератора со стороны нейтрали, класс точности обмотки должен быть не ниже 1,0.

15.2.5 Защита блокируется при снижении хотя бы одного из линейных напряжений ниже 40 В.

15.3 Расчет уставок

15.3.1 Уставку по обратной активной мощности $P_{\text{ЗРАМ с.з.}}$, о. е., для обеих ступеней рассчитывают по формуле

$$P_{\text{ЗРАМ с.з.}} = \frac{P_{*Г.ДВ}}{k_{\text{отс}}}, \quad (15.1)$$

где $P_{*Г.ДВ}$ – активная мощность, потребляемая генератором в двигательном режиме, зависит от типа и мощности турбины, о.е. При отсутствии данных о мощности, потребляемой генератором в двигательном режиме можно использовать значения из таблицы 15.1;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

Таблица 15.1 – Активная мощность, потребляемая генераторами в двигательном режиме

Тип турбины		$P_{*Г.ДВ}$, о. е.
1	Паровая турбина	0,01 - 0,03
2	Газовая турбина	0,05
3	Дизельный двигатель	0,25

15.3.2 Первая ступень защиты работает без выдержки времени на ГТУ и с выдержкой времени от 2 до 3 с на остальных установках для отстройки от переходных процессов.

Срабатывание первой ступени защиты разрешает оперативное отключение и отключение от технологических защит. Команда отключения от технологических защит действует также на АГП.

15.3.3 Вторая ступень защиты $t_{ЗРАМ\ c.з}^{II}$ работает с выдержкой времени 20 с и с задержкой на сброс при пропадании сигнала пуска от 2 до 3 с.

15.3.4 Вторая ступень защиты действует на отключение генераторного выключателя, АГП и вызывную сигнализацию.

16 Контроль исправности измерительных цепей напряжения

16.1 Общие сведения

16.1.1 Для сохранения в работе генераторного присоединения при КЗ на ошиновке ТН в цепи первичной обмотки ТН генераторного напряжения, как правило, устанавливаются предохранители. При перегорании предохранителей в первичной цепи и обрыве вторичных цепей возможно излишнее срабатывание дистанционной защиты и МТЗ с пуском по напряжению.

Для исключения ложного срабатывания ДЗ, МТЗ с пуском по напряжению при возникновении неисправностей во вторичных цепях ТН в терминалах БМРЗ-ГР предусмотрен контроль цепей напряжения.

16.1.2 Для защиты ТН от КЗ во вторичных цепях применяют предохранители или автоматы. Блок-контакты автоматов используют для контроля исправности цепей напряжения.

16.2 Особенности выполнения контроля исправности измерительных цепей напряжения в терминалах БМРЗ-ГР

16.2.1 Контроль исправности цепей напряжения выполняется по следующим критериям:

- обрыв одного и двух проводов по наличию напряжения обратной последовательности при отсутствии тока обратной последовательности;
- обрыв трех проводов по отсутствию всех линейных напряжений при наличии фазных токов;
- контроль блок-контактов автомата ТН.

16.2.2 При обнаружении неисправности цепей напряжения срабатывает вызывная сигнализация и происходит блокирование ДЗ, МТЗ с пуском по напряжению, защиты от асинхронного режима и защиты от реверса активной мощности. Выдержка времени КЦН должна превышать выдержки времени ДЗ и МТЗ с пуском по напряжению для предотвращения блокирования защит при КЗ.

Предотвращение излишнего срабатывания ДЗ обеспечивается отсутствием разрешения от УБК.

Предотвращение излишнего срабатывания МТЗ с пуском по напряжению обеспечивается отсутствием пуска по току.

16.2.3 При пуске МТЗ и ДЗ алгоритм КЦН блокируется.

16.3 Расчет уставок

16.3.1 Уставку срабатывания алгоритма КЦН по напряжению обратной последовательности $U_{2 \text{ КЦН с.з.}}$, В, выбирают по условию отстройки от напряжения небаланса нормального режима

$$U_{2 \text{ КЦН с.з.}} = k_{\text{нб}} \cdot U_{\text{г.ном}}, \quad (16.1)$$

где $k_{\text{нб}}=0,07$ – коэффициент небаланса;

$U_{\text{г.ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В.

16.3.2 Уставку срабатывания алгоритма КЦН по току обратной последовательности $I_{*2 \text{ КЦН с.з.}}$, о.е., выбирают по условию отстройки от длительно допустимого тока обратной последовательности, по аналогии со степенью ТЗОП, действующей на сигнал (см. 10.5)

$$I_{*2 \text{ КЦН с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{*2 \text{ доп.}}, \quad (16.2)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{*2 \text{ доп.}}$ – длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е.

16.3.3 Уставку срабатывания алгоритма КЦН по линейному напряжению принимают равной нижнему порогу измерения аналогового входа по напряжению терминала БМРЗ-ГР $U_{\text{КЦН с.з.}} = 1 \text{ В}$.

16.3.4 Уставку срабатывания алгоритма КЦН по фазным токам принимают равной нижнему порогу измерения аналогового входа по току терминала БМРЗ-ГР $I_{2 \text{ КЦН с.з.}} = 0,25 \text{ А}$.

16.3.5 Выдержка времени алгоритма КЦН $T_{\text{КЦН}}$ должна быть отстроена по времени от резервных защит генератора (МТЗ, ДЗ) и может быть принята равной 10 с.

16.3.6 По истечении выдержки времени $T_{\text{КЦН}}$ происходит срабатывание вызывной сигнализации и блокирование ДЗ и МТЗ с пуском по напряжению.

16.3.7 Разблокировка ДЗ и МТЗ происходит при восстановлении всех линейных напряжений выше $0,8 \cdot U_{\text{г.ном}}$.

17. Пересчет уставок для ввода в терминал

17.1 Пересчет уставок из первичных значений во вторичные значения

17.1.1 Терминалы БМРЗ-ГР подключают к первичной сети через ТТ и ТН. Измеренные вторичные токи и напряжения сравниваются с уставками срабатывания. Для работы терминала БМРЗ-ГР первичные или относительные значения, полученные при расчете уставок, необходимо пересчитать во вторичные значения.

17.1.2 Пересчет тока, выраженного в первичных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{Т}}}, \quad (17.1)$$

где $I_{с.з.}$ – ток срабатывания защиты, выраженный в относительных значениях, о.е.;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

17.1.3 Пересчет напряжения, выраженного в первичных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_H}, \quad (17.2)$$

где $U_{с.з.}$ – напряжение срабатывания защиты, выраженное в относительных значениях, о.е.;

n_H – коэффициент трансформации ТН.

17.2 Пересчет уставок из относительных значений во вторичные значения

17.2.1 Пересчет тока, выраженного в относительных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{*с.з.} \cdot I_{Г.НОМ}}{n_T}, \quad (17.3)$$

где $I_{*с.з.}$ – ток срабатывания защиты, выраженный в относительных значениях, о.е.;

$I_{Г.НОМ}$ – номинальный ток генератора, А;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

17.2.2 Пересчет сопротивления, выраженного в относительных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$Z_{с.р.} = Z_{*с.з.} \cdot \frac{U_{Г.НОМ}^2 \cdot n_T}{S_{Г.НОМ} \cdot n_H}, \quad (17.4)$$

где $Z_{*с.з.}$ – сопротивление срабатывания защиты, выраженное в относительных значениях, о.е.;

$U_{Г.НОМ}$ – номинальное напряжение генератора, В;

$S_{Г.НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А;

n_T – коэффициент трансформации ТТ;

n_H – коэффициент трансформации ТН.

17.2.3 Пересчет мощности, выраженной в относительных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$S_{с.р.} = \frac{S_{*с.з.} \cdot S_{Г.НОМ}}{n_T \cdot n_H}, \quad (17.5)$$

где $S_{*с.з.}$ – мощность срабатывания защиты, выраженная в относительных значениях, о.е.;

$S_{Г.НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А;

n_T – коэффициент трансформации ТТ;

n_H – коэффициент трансформации ТН.

Приложение А
(обязательное)
Рекомендации по настройке терминалов БМРЗ-ГР

Перед настройкой терминала БМРЗ-ГР, согласно рассчитанным уставкам, необходимо учесть особенности реализации защит в различных версиях терминала БМРЗ-ГР.

В настоящем приложении приведены рекомендации по настройке терминалов:

- БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22 (А.1);
- БМРЗ-ГР-01 (А.2).

А.1 Терминал БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22

А.1.1 Терминал БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22 поставляется с жестко заданной логикой. Параметрирование терминала заключается во вводе программных ключей и задании уставок защит.

А.1.2 В таблице А.1 приведены рекомендации по заданию уставок в терминал БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22

Таблица А.1 – Рекомендации по настройке терминала БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Общие параметры защищаемого объекта		
I_H	Номинальный ток генератора (во вторичных значениях), А	$I_H = \frac{I_{Г.НОМ}}{n_T}$, где $I_{Г.НОМ}$ – номинальный ток генератора, А; n_T – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов
$P_{НОМ}$	Номинальная мощность генератора, МВ·А	$P_{НОМ} = S_{Г.НОМ}$, где $S_{Г.НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора, МВ·А
$K_{пА}, K_{пВ}, K_{пС}$	Коэффициенты приведения токов плеч, МВт	$K_n = \frac{n_{ТН}}{n_T}$, где $n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны нейтрали; n_T – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов
$\alpha_{I_{НА}}, \alpha_{I_{НВ}},$ $\alpha_{I_{НС}}, \alpha_{I_{ВА}},$ $\alpha_{I_{ВВ}}, \alpha_{I_{ВС}}$	Углы фазовой коррекции, °	Принимаются равными 0

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
$K_{ТТВ}$	Коэффициент трансформации ТТ, установленных со стороны выводов к нагрузке генератора	n_T – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов
K_U	Коэффициент трансформации трансформаторов напряжения	n_H – коэффициент трансформации ТН
Дифференциальная защита генератора		
S910	Ввод ДТО	-
$I_{ДТО}$	Уставка по току срабатывания ДТО, о.е.	$I_{ДТО} = I_{ДТО}$; где $I_{ДТО}$ – уставка срабатывания ДТО, о.е. (см. 6.4)
S920	Ввод ДЗТ	-
$I_{ДЗТ}$	Начальный ток срабатывания, о.е.	$I_{ДЗТ} = I_{ДЗТ\text{ нач}}$; где $I_{ДЗТ\text{ нач}}$ – ток начала торможения, о.е. (см. 6.5)
$I_{Т-2}$	Ток начала торможения на втором участке тормозной характеристики, о.е.	$I_{Т-2} = I_{нт2}$; где $I_{нт2}$ – ток торможения, соответствующий началу второго участка, о.е. (см. 6.5)
$K_{ТОРМ-2}$	Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики	$K_{ТОРМ-2} = k_{ТОРМ\ 2}$; где $k_{ТОРМ\ 2}$ – коэффициент торможения второго участка (см. 6.5)
$I_{Т-3}$	Ток начала торможения на третьем участке тормозной характеристики, о.е.	$I_{Т-3} = I_{нт3}$; где $I_{нт3}$ – ток торможения, соответствующий началу третьего участка, о.е. (см. 6.5)
$K_{ТОРМ-3}$	Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики	$K_{ТОРМ-3} = k_{ТОРМ\ 3}$; где $k_{ТОРМ\ 3}$ – коэффициент торможения третьего участка (см. 6.5)
$T_{ДЗТ}$	Выдержка времени ДЗТ, с	0 с
$I_{н6}$	Ток небаланса, А	Не используется, принимается равным $I_{н6} = 5$ А
Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора		
Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора в сетях с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью		
S22	Ввод первой степени ОЗЗ	-
S20	Ввод первой степени на отключение	-
$3I_{0>>}$	Уставка по току нулевой последовательности, А	$3I_{0>>} = \frac{I_{033\text{ с.з.}}}{n_{ТТНП}}$; где $I_{033\text{ с.з.}}$ – первичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ, А (см. 7.4); $n_{ТТНП}$ – коэффициент трансформации ТТНП

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
$T_{033>>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{033>>} = t_{033 \text{ с.з.}}$, где $t_{033 \text{ с.з.}}$ - выдержка времени защиты от ОЗЗ, с (см. 7.4)
Направленная защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора		
S26	Ввод направленной ОЗЗ	-
S21	Ввод второй ступени на отключение	-
$3I_{0>}$	Уставка по току нулевой последовательности, А	$3I_{0>} = \frac{I_{033 \text{ с.з.}}}{n_{\text{ТТНП}}}$, где $I_{033 \text{ с.з.}}$ - первичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ, А (см. 7.6); $n_{\text{ТТНП}}$ - коэффициент трансформации ТТНП
$3U_{0>}$	Уставка по напряжению нулевой последовательности, В	$3U_{0>} = \frac{U_{033 \text{ с.з.}}}{n_{\text{Н}}}$, где $U_{033 \text{ с.з.}}$ - вторичное напряжения срабатывания защиты от ОЗЗ, В (см. 7.6); $n_{\text{Н}}$ - коэффициент трансформации обмотки разомкнутого треугольника ТН
Фмч	Угол максимальной чувствительности, °	$\Phi_{\text{мч}} = \varphi_{\text{м.ч.}}$ где $\varphi_{\text{м.ч.}}$ - угол максимальной чувствительности защиты от ОЗЗ, ° (см. 7.6)
$T_{033>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{033>} = t_{033 \text{ с.з.}}$, где $t_{033 \text{ с.з.}}$ - выдержка времени защиты от ОЗЗ, с (см. 7.6)
Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора в сетях с компенсированной нейтралью		
В терминале БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22 не реализована		
Сигнализация замыкания на землю		
S24	Ввод сигнализации замыкания на землю	-
$3U_{0>}$	Уставка по напряжению нулевой последовательности, В	$3U_{0>} = \frac{U_{033 \text{ с.з.}}}{n_{\text{Н}}}$, где $U_{033 \text{ с.з.}}$ - вторичное напряжения срабатывания защиты от ОЗЗ, В (см. 7.8); $n_{\text{Н}}$ - коэффициент трансформации обмотки разомкнутого треугольника ТН
$T_{033>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{033>} = t_{033 \text{ сигн.}}$, где $t_{033 \text{ сигн.}}$ - выдержка времени сигнализация замыкания на землю, с (см. 7.8)

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Защита от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети		
S27	Ввод защиты от двойных замыканий на землю	-
$3I_{0 \text{ дв.зам.}}$	Уставка по току нулевой последовательности, А	$3I_{0 \text{ дв.зам.}} = \frac{I_{\text{Дв.ЗЗ с.з.}}}{n_{\text{ТТНП}}}$, где $I_{\text{Дв.ЗЗ с.з.}}$ - первичный ток срабатывания защиты от двойных замыканий на землю, А (см. 8.4); $n_{\text{ТТНП}}$ - коэффициент трансформации ТТНП
$T_{\text{дв.зам.}}$	Уставка по времени срабатывания, с	0 с
Защита от внешних КЗ		
МТЗ с пуском по напряжению		
S101	Ввод МТЗ	-
S124	Ввод пуска по напряжению	-
S125	Ввод пуска по напряжению U2	-
$I_{>>>}$	Уставка по току, о.е.	$I_{>>>} = I_{\text{МТЗ с.з.}}$, где $I_{\text{МТЗ с.з.}}$ - ток срабатывания МТЗ, о.е. (см. 9.4)
$U_{<<<}$	Уставка по напряжению, В	$U_{<<<} = \frac{U_{\text{МТЗ с.з.}}}{n_{\text{Н}}}$, где $U_{\text{МТЗ с.з.}}$ - напряжение срабатывания МТЗ, В (см. 9.4); $n_{\text{Н}}$ - коэффициент трансформации ТН
$U_{2>}$	Уставка по напряжению обратной последовательности, В	$U_{2>} = \frac{U_{2 \text{ МТЗ с.з.}}}{n_{\text{Н}}}$, где $U_{2 \text{ МТЗ с.з.}}$ - напряжение срабатывания МТЗ по напряжению обратной последовательности, В (см. 9.4); $n_{\text{Н}}$ - коэффициент трансформации ТН
$T_{>>>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{>>>} = t_{\text{МТЗ с.з.}}$, где $t_{\text{МТЗ с.з.}}$ - выдержка времени МТЗ, с (см. 9.4)
ТЗОП		
S481	Ввод ТЗОП	-
$I_{2>>>>}$	Уставка по току, о.е.	$I_{2>>>>} = I_{\text{ТЗОП с.з.}}$, где $I_{\text{ТЗОП с.з.}}$ - ток срабатывания ТЗОП, о.е. (см. 9.5)
$T_{I2>>>>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{I2>>>>} = t_{\text{ТЗОП с.з.}}$, где $t_{\text{ТЗОП с.з.}}$ - выдержка времени ТЗОП, с (см. 9.5)
Отключение СВ и ШСВ		
S200	Ввод отключения ШСВ	-

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
S486	Ввод отключения ШСВ при пуске первой ступени ТЗОП	-
T _{ШСВ}	Выдержка времени отключения ШСВ, с	$T_{\text{ШСВ}} = t_{\text{ШСВ}}$, где $t_{\text{ШСВ}}$ – выдержка времени отключения ШСВ, с (см. 9.5)
Защита от перегрузки токами обратной последовательности		
Защита от перегрузки токами обратной последовательности с независимой характеристикой выдержки времени		
S483	Ввод в действие	-
I _{2>>}	Уставка по току, о.е.	$I_{2>>} = I_{\text{несим.перегр. с.з.}}$ где $I_{\text{несим.перегр. с.з.}}$ – ток срабатывания защиты от несимметричной перегрузки, о.е. (см. 10.4)
T _{I2>>}	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{I2>>} = t_{\text{несим.перегр. с.з.}}$ где $t_{\text{несим.перегр. с.з.}}$ – выдержка времени защиты от несимметричной перегрузки, с (см. 10.4)
Защита от перегрузки токами обратной последовательности с зависимой характеристикой выдержки времени		
S48	Ввод в действие	-
I _{2и}	Уставка по току пускового органа, о.е.	$I_{2и} = I_{\text{несим.перегр. п.о.}}$ где $I_{\text{несим.перегр. п.о.}}$ – ток пуска защиты с зависимой характеристикой выдержки времени, о.е. (см. 10.4)
A	Тепловая постоянная, с	A – постоянная нагрева ротора генератора, с
T _{I2и}	Уставка по дополнительному времени срабатывания, с	$T_{I2и} = 0$ с
T _{охл}	Время условного охлаждения, с	$T_{\text{охл}} = T_{\text{несим.перегр.охл}}$ где $T_{\text{несим.перегр.охл}}$ – постоянная времени охлаждения, с (см. 10.4)
Сигнализация несимметричной перегрузки		
S484	Ввод сигнализация несимметричной перегрузки	-
I _{2>}	Уставка по току, о.е.	$I_{2>} = I_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ где $I_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ – ток срабатывания сигнализации несимметричной перегрузки, о.е. (см. 10.5)

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
$T_{I2>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{I2>} = t_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ где $t_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ – выдержка времени сигнализации несимметричной перегрузки, с (см. 10.5)
Сигнализация симметричной перегрузки обмотки статора		
S161	Ввод в действие	-
$I_{M>}$	Уставка по току, о.е.	$I_{M>} = I_{\text{сим.перегр. сигн.}}$ где $I_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ – ток срабатывания сигнализации симметричной перегрузки, о.е. (см. 11.4)
$T_{M>}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{M>} = t_{\text{сим.перегр. сигн.}}$ где $t_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ – выдержка времени сигнализации симметричной перегрузки, с (см. 11.4)
Защита от замыкания на землю в цепи возбуждения		
<p>Защита генератора от замыкания на землю в цепи возбуждения выполняется с использованием внешних устройств контроля изоляции цепей возбуждения.</p> <p>Датчик первой ступени, действующей на сигнализацию, подключается к дискретному входу "Вызов".</p> <p>Датчик второй ступени, действующей на отключение, подключается к дискретному входу "Внешн. защ. 1"</p>		
Защита от асинхронного режима с потерей возбуждения		
S330	Ввод в действие	-
S332	Ввод на отключение	-
Z_{CP}	Сопrotивление срабатывания, Ом	$Z_{CP} = Z_{\text{ЗПВ с.з.}} \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}}$, $Z_{\text{СМ}} = Z_{\text{ЗПВ см.}} \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}}$, где $Z_{\text{ЗПВ с.з.}}$ – сопротивление срабатывания ЗПВ, о.е. (см. 13.4); $Z_{\text{ЗПВ см.}}$ – сопротивление смещения ЗПВ, о.е. (см. 13.4); $U_{\text{г.ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В; $S_{\text{г.ном}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН
$Z_{\text{СМ}}$	Сопrotивление смещения, Ом	
$T_{\text{ПВ}}$	Уставка по времени срабатывания, с	$T_{\text{ПВ}} = t_{\text{ЗПВ с.з.}}$ где $t_{\text{ЗПВ с.з.}}$ – выдержка времени защиты от потери возбуждения, с (см. 13.4)

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Защита от асинхронного режима без потери возбуждения		
S336	Ввод второй ступени	-
X<cp	Сопротивление срабатывания второй ступени, Ом	$X_{<cp} = Z_{\text{ЗАР с.з.}}^I \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}},$ $X_{<см} = Z_{\text{ЗАР см}}^I \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}},$ <p>где $Z_{\text{ЗАР с.з.}}^I$ – сопротивление срабатывания ЗАР, о.е. (см. 14.3); $Z_{\text{ЗАР см}}^I$ – сопротивление смещения ЗАР, о.е. (см. 14.3); $U_{\text{г.ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В; $S_{\text{г.ном}}$ – номинальная полная мощность генератора, ВА; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН</p>
X<см	Сопротивление смещения, Ом	
Ф<мч	Угол максимальной чувствительности, °	$\Phi_{<мч} = \Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^I,$ <p>где $\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^I$ – угол максимальной чувствительности первой ступени, °</p>
C<	Количество циклов скольжения, шт	$C_{<} = C_{\text{ЗАР}}^I,$ <p>$C_{\text{ЗАР}}^I$ – количество циклов скольжения, шт (см. 14.3)</p>
ТА<	Уставка по времени срабатывания, с	0 с
S335	Ввод первой ступени	-
X<<cp	Сопротивление срабатывания первой ступени, Ом	$X_{<<cp} = Z_{\text{ЗАР с.з.}}^{II} \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}},$ $X_{<<см} = Z_{\text{ЗАР см}}^{II} \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}},$ <p>где $Z_{\text{ЗАР с.з.}}^{II}$ – сопротивление срабатывания ЗАР, о.е. (см. 14.3); $Z_{\text{ЗАР см}}^{II}$ – сопротивление смещения ЗАР, о.е. (см. 14.3); $U_{\text{г.ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В; $S_{\text{г.ном}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН.</p>
X<<см	Сопротивление смещения, Ом	
Ф<<мч	Угол максимальной чувствительности, °	$\Phi_{<<мч} = \Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^{II},$ <p>где $\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^{II}$ – угол максимальной чувствительности первой ступени, °</p>
C<<	Количество циклов скольжения, шт	$C_{<<} = C_{\text{ЗАР}}^{II},$ <p>где $C_{\text{ЗАР}}^{II}$ – количество циклов скольжения, шт (см. 14.3)</p>

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
$T_{A<<}$	Уставка по времени срабатывания, с	0 с
$T_{\text{блок}}$	Уставка по времени блокировки, с	5 с
$T_{\text{отс}}$	Выдержка времени сброса, с	$T_{\text{отс}} = T_{\text{ЗАР сброс}}$ где $T_{\text{ЗАР сброс}}$ – выдержка времени сброса ЗАР, с
Защита от обратной активной мощности		
В терминале реализована только вторая ступень для защиты генератора от длительной работы в двигательном режиме		
S391	Ввод в действие	-
S393	Ввод на отключение	-
$P_{\text{рев}<}$	Уставка по обратной вторичной активной мощности, Вт	$P_{\text{РЕВ}<} = P_{\text{ЗРАМ с.з.}} \cdot \frac{S_{\text{Г.ном.}}}{n_{\text{ТВ}} n_{\text{Н}}}$, где $P_{\text{ЗРАМ с.з.}}$ – мощность срабатывания защиты, о.е. (см. 15.3); $S_{\text{Г.ном.}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН
$I2_{\text{рев}>}$	Уставка по току обратной последовательности, о.е.	0,1 о.е.
$T_{\text{рев}}$	Уставка по времени срабатывания	$T_{\text{рев}} = T_{\text{ЗРАМ с.з.}}^{\text{II}}$ где $T_{\text{ЗРАМ с.з.}}^{\text{II}}$ – выдержка времени, с (см. 15.3)
Контроль цепей напряжения		
В терминале БМРЗ-ГР-10(11,00,01)-01-22 реализован алгоритм с использованием напряжений разомкнутого треугольника, отличный от описанного в разделе 16. Описание алгоритма КЦН смотрите в руководстве по эксплуатации.		

А.2 Терминал БМРЗ-ГР-01

А.2.1 Терминал БМРЗ-ГР-01 поставляется с программируемой логикой с возможностью изменения функций свободно-программируемых дискретных входов и выходов и дополнения логических схем.

А.2.2 Действие защит на АГП, останов двигателя или турбины настраивается с помощью редактора логических схем или таблицы назначений программного комплекса "Конфигуратор - МТ".

А.2.3 В таблице А.2 приведены рекомендации по заданию уставок в терминал БМРЗ-ГР-01. Если в таблице отсутствует описание ключа, то он должен быть выведен.

Таблица А.1 – Рекомендации по настройке терминала БМРЗ-ГР-01

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Общие параметры защищаемого объекта		
Ктр I _в , Ктр I _н	Коэффициенты трансформации фазных ТТ со стороны выводов и нейтрали	Согласно проекту
Ктр I _ф	Коэффициент трансформации измерительного ТТ	Согласно проекту. Аналоговый вход "I _ф " (15/3, 15/4) предназначен для защиты от реверса активной мощности и должен быть подключен к обмоткам ТТ класса точности 0,5
Ктр 3I ₀	Коэффициент трансформации ТТ нулевой последовательности	Согласно проекту
Ктр U _л	Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения	Согласно проекту
Ктр 3U _{ов}	Коэффициенты трансформации обмотки разомкнутого треугольника ТН	Согласно проекту
S _{ном}	Номинальная полная мощность генератора, МВ·А	Согласно проекту
U _{н.ном}	Номинальное напряжение со стороны нейтрали генератора, кВ	Принимаются равными номинальному напряжению генератора U _{г.ном} кВ
U _{в.ном}	Номинальное напряжение со стороны выводов генератора, кВ	Принимается равным номинальному напряжению генератора U _{г.ном} кВ
Часовая группа	Часовая группа	Уставка используется при соединении обмоток генератора со стороны нейтрали в треугольник

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Дифференциальная защита генератора		
S910	Ввод ДТО	-
ДТО РТ	Ток срабатывания ДТО, о.е.	ДТО РТ = $I_{\text{ДТО}}$, где $I_{\text{ДТО}}$ – уставка срабатывания ДТО, о.е. (см. 6.4)
S920	Ввод ДЗТ	-
S924	Ввод торможения от полуразницы токов сторон	-
ДЗТ нач.	Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	ДЗТ нач. = $I_{\text{ДЗТ нач}}$, где $I_{\text{ДЗТ нач}}$ – ток начала торможения, о.е. (см. 6.5)
ДЗТ Инт2	Ток начала торможения на втором участке характеристики торможения, о.е.	ДЗТ Инт2 = $I_{\text{инт2}}$, где $I_{\text{инт2}}$ – ток торможения, соответствующий началу второго участка, о.е. (см. 6.5)
ДЗТ КТ2	Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	ДЗТ КТ2 = $k_{\text{торм 2}}$, где $k_{\text{торм 2}}$ – коэффициент торможения второго участка (см. 6.5)
ДЗТ Инт3	Ток начала торможения на третьем участке характеристики торможения, о.е.	ДЗТ Инт3 = $I_{\text{инт3}}$, где $I_{\text{инт3}}$ – ток торможения, соответствующий началу третьего участка, о.е. (см. 6.5)
ДЗТ КТ3	Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	ДЗТ КТ3 = $k_{\text{торм 3}}$, где $k_{\text{торм 3}}$ – коэффициент торможения третьего участка (см. 6.5)
ДЗТ Т	Выдержка времени ДЗТ, с	0 с
НБ РТ	Начальный ток сигнализации небаланса, о.е.	Не используется, принимается равной НБ РТ = 1 о.е.
Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора		
Защита от ОЗЗ в обмотке статора в сетях с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью. Защита от ОЗЗ блокируется при пуске ТО, первой и второй ступени ТЗОП, МТЗ. Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".		
S25	Ввод первой ступени ОЗЗ с контролем тока $3I_0$	-

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
O33 PT1	Ток срабатывания первой ступени O33, А	$O33 PT1 = \frac{I_{O33 \text{ с.з.}}}{n_{ТТНП}}$, где $I_{O33 \text{ с.з.}}$ – первичный ток срабатывания защиты от O33, А (см. 7.4); $n_{ТТНП}$ – коэффициент трансформации ТТНП
O33 T1	Выдержка времени первой ступени O33, с	$O33 T1 = t_{O33 \text{ с.з.}}$ где $t_{O33 \text{ с.з.}}$ – выдержка времени защиты от O33, с (см. 7.4)
Направленная защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора		
Защита от O33 блокируется при пуске ТО, первой и второй ступени ТЗОП, МТЗ. Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".		
S26	Ввод первой ступени O33 с контролем направления мощности нулевой последовательности	-
O33 PT1	Ток срабатывания первой ступени O33, А	$O33 PT1 = \frac{I_{O33 \text{ с.з.}}}{n_{ТТНП}}$, где $I_{O33 \text{ с.з.}}$ – первичный ток срабатывания защиты от O33, А (см. 7.6); $n_{ТТНП}$ – коэффициент трансформации ТТНП
O33 PH1	Напряжение срабатывания первой ступени O33, В	$O33 PH1 = \frac{U_{O33 \text{ с.з.}}}{n_H}$, где $U_{O33 \text{ с.з.}}$ – вторичное напряжения срабатывания защиты от O33, В (см. 7.6); n_H – коэффициент трансформации обмотки разомкнутого треугольника ТН
$\Phi_{0 \text{ мч}}$	Угол максимальной чувствительности, °	$\Phi_{0 \text{ мч}} = \varphi_{\text{м.ч.}}$ где $\varphi_{\text{м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности защиты от O33, ° (см. 7.6)
O33 T1	Выдержка времени первой ступени O33, с	$O33 T1 = t_{O33 \text{ с.з.}}$ где $t_{O33 \text{ с.з.}}$ – выдержка времени защиты от O33, с (см. 7.6)
Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора в сетях с компенсированной нейтралью		
Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".		
S27	Ввод O33 по высшим гармоникам тока $3I_0$	-

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
ОЗЗ ВГ РТ	Ток срабатывания ОЗЗ по высшим гармоникам тока $3I_0$, А	$OЗЗ ВГ РТ1 = \frac{I_{OЗЗ в.г.з.}}{n_{ТТНП}},$ где $I_{OЗЗ в.г.з.}$ – первичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ, А (см. 7.7); $n_{ТТНП}$ – коэффициент трансформации ТТНП
ОЗЗ ВГ РН	Напряжение срабатывания ОЗЗ по высшим гармоникам, В	$OЗЗ ВГ РН1 = \frac{U_{OЗЗ в.г.з.}}{n_H},$ где $U_{OЗЗ в.г.з.}$ – вторичное напряжения срабатывания защиты от ОЗЗ, В (см. 7.7); n_H – коэффициент трансформации обмотки разомкнутого треугольника ТН
ОЗЗ ВГ Т	Выдержка времени ОЗЗ по высшим гармоникам тока $3I_0$, с	$OЗЗ ВГ Т = t_{OЗЗ в.г.з.},$ где $t_{OЗЗ в.г.з.}$ – выдержка времени защиты от ОЗЗ, с (см. 7.7)
Сигнализация замыкания на землю		
S241	Ввод ОЗЗ по напряжению основной гармоники $3U_0$	-
ОЗЗ РН	Напряжение срабатывания ОЗЗ, В	$OЗЗ РН = \frac{U_{OЗЗ в.г.з.}}{n_H},$ где $U_{OЗЗ в.г.з.}$ – вторичное напряжения срабатывания защиты от ОЗЗ, В (см. 7.8); n_H – коэффициент трансформации обмотки разомкнутого треугольника ТН
ОЗЗ 1г. Т	Выдержка времени ОЗЗ по напряжению основной гармоники, с	$OЗЗ 1г. Т = t_{OЗЗ сигн.},$ где $t_{OЗЗ сигн.}$ – выдержка времени сигнализации замыкания на землю, с (см. 7.8)
Защита от двойных замыканий на землю		
S29-1	Ввод второй ступени ОЗЗ по измеренному току $3I_0$	-
ОЗЗ РТ2-1	Ток срабатывания второй ступени ОЗЗ по измеренному току $3I_0$, А	$OЗЗ РТ2 - 1 = \frac{I_{Дв.33 в.г.з.}}{n_{ТТНП}},$ где $I_{Дв.33 в.г.з.}$ – первичный ток срабатывания защиты от двойных замыканий на землю, А (см. 8.4); $n_{ТТНП}$ – коэффициент трансформации ТТНП
ОЗЗ Т2	Выдержка времени второй ступени ОЗЗ, с	0 с

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Защита от внешних КЗ		
МТЗ с пуском по напряжению		
S103	Ввод МТЗ	-
S123	Ввод комбинированного пуска МТЗ	-
МТЗ РТ	Ток срабатывания МТЗ, А	$МТЗ РТ = \frac{I_{МТЗ \text{ с.з.}} \cdot I_{Г.ном}}{n_T},$ где $I_{МТЗ \text{ с.з.}}$ - ток срабатывания МТЗ, о.е. (см. 9.4) $I_{Г.ном}$ - номинальный ток генератора, А; n_T - коэффициент трансформации ТТ
МТЗ РН Ул	Напряжение срабатывания минимального пускового органа линейного напряжения, В	$МТЗ РН Ул = \frac{U_{МТЗ \text{ с.з.}}}{n_H},$ где $U_{МТЗ \text{ с.з.}}$ - напряжение срабатывания МТЗ, В (см. 9.4); n_H - коэффициент трансформации ТН
МТЗ РН U2	Напряжение срабатывания максимального пускового органа напряжения U2, В	$МТЗ РН U2 = \frac{U_{2 \text{ МТЗ с.з.}}}{n_H},$ где $U_{МТЗ \text{ с.з.}}$ - напряжение срабатывания МТЗ по напряжению обратной последовательности, В (см. 9.4); n_H - коэффициент трансформации ТН
МТЗ Т	Выдержка времени МТЗ, с	$МТЗ Т = t_{МТЗ \text{ с.з.}},$ где $t_{МТЗ \text{ с.з.}}$ - выдержка времени МТЗ, с (см. 9.4)
ТЗОП		
S482	Ввод второй ступени ТЗОП	-
ТЗОП РТ2	Ток срабатывания второй ступени ТЗОП, А	$ТЗОП РТ2 = \frac{I_{ТЗОП \text{ с.з.}} \cdot I_{Г.ном}}{n_T},$ где $I_{ТЗОП \text{ с.з.}}$ - ток срабатывания ТЗОП, о.е. (см. 9.5); $I_{Г.ном}$ - номинальный ток генератора, А; n_T - коэффициент трансформации ТТ
ТЗОП Т2	Выдержка времени второй ступени ТЗОП, с	$ТЗОП Т2 = t_{ТЗОП \text{ с.з.}},$ где $t_{ТЗОП \text{ с.з.}}$ - выдержка времени ТЗОП, с (см. 9.5)
Отключение СВ и ШСВ		
ШСВ Т	Выдержка времени отключения ШСВ по срабатыванию второй ступени резервных защит, с	$ШСВ Т = t_{ШСВ},$ где $t_{ШСВ}$ - выдержка времени отключения ШСВ, с (см. 9.5)
ШСВ Тз	Задержка на возврат сигнала отключения ШСВ, с	0,1 с

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Защита от перегрузки токами обратной последовательности		
<p>В терминале используется только защита от перегрузки токами обратной последовательности с зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от перегрузки токами обратной последовательности с независимой характеристикой выдержки времени не реализована.</p> <p>Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".</p>		
S483	Ввод зависимой ступени ТЗОП	-
ТЗОП I2по*	Уставка пуска обратнoзависимой ступени ТЗОП по току I2, о.е.	$\text{ТЗОП I2по}^* = I_{\text{несим.перегр. п.о.}} / n_T$ <p>где $I_{\text{несим.перегр. п.о.}}$ - ток пуска защиты с зависимой характеристикой выдержки времени, о.е. (см. 10.4)</p>
ТЗОП А	Постоянная времени зависимой ступени ТЗОП, с	А - постоянная нагрева ротора генератора, с
Сигнализация несимметричной перегрузки		
S48	Ввод четвертой ступени ТЗОП	-
ТЗОП РТ4	Ток срабатывания четвертой ступени ТЗОП, А	$\text{ТЗОП РТ4} = \frac{I_{\text{несим.перегр. сигн.}} \cdot I_{\text{Г.ном}}}{n_T}$ <p>где $I_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ - ток срабатывания сигнализации несимметричной перегрузки, о.е. (см. 10.5); $I_{\text{Г.ном}}$ - номинальный ток генератора, А; n_T - коэффициент трансформации ТТ</p>
ТЗОП Т4	Выдержка времени четвертой ступени ТЗОП, с	$\text{ТЗОП Т4} = t_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ <p>где $t_{\text{несим.перегр. сигн.}}$ - выдержка времени сигнализации несимметричной перегрузки, с (см. 10.5)</p>
Защита от симметричной перегрузки обмотки статора		
Сигнализация симметричной перегрузки обмотки статора		
S104	Ввод защиты от симметричной перегрузки	-
Перегр. РТ1	Ток срабатывания защиты от перегрузки, А	$\text{Перегр. РТ1} = \frac{I_{\text{сим.перегр. сигн.}} \cdot I_{\text{Г.ном}}}{n_T}$ <p>где $I_{\text{сим.перегр. сигн.}}$ - ток срабатывания сигнализации симметричной перегрузки, о.е. (см. 11.4); $I_{\text{Г.ном}}$ - номинальный ток генератора, А; n_T - коэффициент трансформации ТТ</p>

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
Перегр. Т	Выдержка времени защиты от перегрузки, с	Перегр. Т = $t_{\text{сим.перегр. сигн.}}$ где $t_{\text{сим.перегр. сигн.}}$ – выдержка времени сигнализации несимметричной перегрузки, с (см. 11.4)
<p>Защита от симметричной перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".</p>		
S105	Ввод обратнoзависимой ступени защиты от симметричной перегрузки	-
Перегр. РТ2	Ток пуска обратнoзависимой ступени, А	Перегр. РТ2 = $\frac{I_{\text{сим.перегр. п.о.}} \cdot I_{\text{г.ном}}}{n_{\text{T}}}$, где $I_{\text{сим.перегр. п.о.}}$ – ток пуска защиты от перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени, о.е. (см. 11.4); $I_{\text{г.ном}}$ – номинальный ток генератора, А; n_{T} – коэффициент трансформации ТТ
Перегр. N	Количество точек характеристики срабатывания	Согласно руководству по эксплуатации на генератор
Перегр. К1 - Перегр. К8	Допустимая перегрузка (точка 1 – 8), о.е.	Согласно руководству по эксплуатации на генератор
Перегр. Т1 - Перегр. Т8	Продолжительность перегрузки (точка 1 – 8), с	Согласно руководству по эксплуатации на генератор
Перегр. Тохл	Постоянная времени охлаждения генератора, с	Перегр. Тохл = $T_{\text{сим.перегр.охл}}$ где $T_{\text{сим.перегр.охл}}$ – постоянная времени охлаждения, с (см. 11.4)
Защита от замыкания на землю в цепи возбуждения		
<p>Защита генератора от замыкания на землю в цепи возбуждения выполняется с использованием внешних устройств контроля изоляции цепей возбуждения. Датчик первой ступени, действующей на сигнализацию, и датчик второй ступени, действующей на отключение, подключаются к свободно программируемым дискретным входам. Для того, чтобы защита действовала на сигнал дискретный вход должен быть подключен к входному сигналу функциональных схем БФПО "Вызов польз.". Для того, чтобы защита действовала на отключение с пуском УРОВ дискретный вход должен быть подключен к сигналу "Откл. от ВнЗ", без пуска УРОВ - "Откл. от Осн.защ."</p>		
Защита от асинхронного режима с потерей возбуждения		
<p>Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".</p>		
S330	Ввод ЗПВ	-

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
ЗПВ Z _{ср}	Сопротивление срабатывания ЗПВ, Ом	$Z_{\text{ЗПВ } Z_{\text{ср}}} = Z_{\text{ЗПВ с.з.}} \cdot \frac{U_{\text{Г.НОМ}}^2 \cdot n_{\text{ТВ}}}{S_{\text{Г.НОМ}} \cdot n_{\text{Н}}},$ $Z_{\text{ЗПВ } Z_{\text{см}}} = Z_{\text{ЗПВ см.}} \cdot \frac{U_{\text{Г.НОМ}}^2 \cdot n_{\text{ТВ}}}{S_{\text{Г.НОМ}} \cdot n_{\text{Н}}},$ <p>где $Z_{\text{ЗПВ с.з.}}$ – сопротивление срабатывания ЗПВ, о.е. (см. 13.4); $Z_{\text{ЗПВ см}}$ – сопротивление смещения ЗПВ, о.е. (см. 13.4); $U_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, В; $S_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН.</p>
ЗПВ Z _{см}	Сопротивление смещения характеристики ЗПВ, Ом	
ЗПВ РТ	Уставка пуска ЗПВ по току, А	$Z_{\text{ЗПВ РТ}} = I_{\text{ЗПВ с.з.}},$ <p>где $I_{\text{ЗПВ с.з.}}$ – уставка контроля наличия тока, А (см. 13.4)</p>
ЗПВ Т1	Выдержка времени ЗПВ, с	$T_{\text{ЗПВ}} = t_{\text{ЗПВ с.з.}},$ <p>где $t_{\text{ЗПВ с.з.}}$ – выдержка времени защиты от потери возбуждения, с (см. 13.4)</p>
Защита от асинхронного режима без потери возбуждения		
<p>Действие защиты на отключение настраивается с помощью редактора логических схем программного комплекса "Конфигуратор - МТ".</p>		
S336	Ввод первой ступени ЗАР	-
ЗАР1 Z _{ср}	Сопротивление срабатывания первой ступени ЗАР, Ом	$\text{ЗАР1 } Z_{\text{ср}} = Z_{\text{ЗАР с.з.}}^I \cdot \frac{U_{\text{Г.НОМ}}^2 \cdot n_{\text{ТВ}}}{S_{\text{Г.НОМ}} \cdot n_{\text{Н}}},$ $\text{ЗАР1 } Z_{\text{см}} = Z_{\text{ЗАР см}}^I \cdot \frac{U_{\text{Г.НОМ}}^2 \cdot n_{\text{ТВ}}}{S_{\text{Г.НОМ}} \cdot n_{\text{Н}}},$ <p>где $Z_{\text{ЗАР с.з.}}^I$ – сопротивление срабатывания ЗАР, о.е. (см. 14.3); $Z_{\text{ЗАР см}}^I$ – сопротивление смещения ЗАР, о.е. (см. 14.3); $U_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, В; $S_{\text{Г.НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН</p>
ЗАР1 Z _{см}	Сопротивление смещения первой ступени ЗАР, Ом	
ЗАР1 Ф	Угол максимальной чувствительности первой ступени ЗАР, °	$\text{ЗАР1 } \Phi = \Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^I,$ <p>где $\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^I$ – угол максимальной чувствительности первой ступени, ° (см. 14.3)</p>
ЗАР1 С	Уставка количества циклов скольжения первой ступени ЗАР, шт	$\text{ЗАР1 } C = C_{\text{ЗАР}}^I,$ <p>где $C_{\text{ЗАР}}^I$ – количество циклов скольжения, шт (см. 14.3)</p>

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
ЗАР1 Т	Выдержка времени первой ступени ЗАР, с	0 с
S335	Ввод второй ступени ЗАР	-
ЗАР2 Z _{ср}	Сопротивление срабатывания второй ступени ЗАР, Ом	$Z_{\text{ЗАР } 2 \text{ ср}} = Z_{\text{ЗАР с.з.}}^{II} \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}}$,
ЗАР2 Z _{см}	Сопротивление смещения второй ступени ЗАР, Ом	$Z_{\text{ЗАР } 2 \text{ см}} = Z_{\text{ЗАР см}}^{II} \cdot \frac{U_{\text{г.ном}}^2}{S_{\text{г.ном}}} \cdot \frac{n_{\text{ТВ}}}{n_{\text{Н}}}$, где $Z_{\text{ЗАР с.з.}}^{II}$ – сопротивление срабатывания ЗАР, о.е. (см. 14.3); $Z_{\text{ЗАР см}}^{II}$ – сопротивление смещения ЗАР, о.е. (см. 14.3); $U_{\text{г.ном}}$ – номинальное напряжение генератора, В; $S_{\text{г.ном}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН
ЗАР2 Ф	Угол максимальной чувствительности второй ступени ЗАР, °	$\text{ЗАР2 } \Phi = \Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^{II}$, где $\Phi_{\text{ЗАР м.ч.}}^{II}$ – угол максимальной чувствительности первой ступени, °
ЗАР2 С	Уставка количества циклов скольжения второй ступени ЗАР, шт	$\text{ЗАР2 } C = C_{\text{ЗАР}}^{II}$, где $C_{\text{ЗАР}}^{II}$ – количество циклов скольжения, шт (см. 14.3)
ЗАР2 Т	Выдержка времени второй ступени ЗАР, с	0 с
ЗАР Тсброс	Выдержка времени по максимальному периоду качаний, с	$\text{ЗАР Тсброс} = T_{\text{ЗАР сброс}}$, где $T_{\text{ЗАР сброс}}$ – выдержка времени сброса ЗАР, с
Защита от обратной активной мощности		
<p>Первая ступень для блокировки оперативного отключения и отключения от технологических защит</p> <p>Для того, чтобы оперативное отключение и отключение от технологических защит происходило только после закрытия стопорных клапанов необходимо сигналы оперативного отключения и отключения от технологических защит подключить к входному сигналу функциональных схем БФПО "ЗРАМ блок." с инверсией.</p>		
S391	Ввод ЗРАМ	-
S392	Ввод контроля тока обратной последовательности	-
ЗРАМ Р	Мощность срабатывания ЗРАМ, Вт	$\text{ЗРАМ } P = P_{\text{ЗРАМ с.з.}} \cdot \frac{S_{\text{г.ном}}}{n_{\text{ТВ}} \cdot n_{\text{Н}}}$, где $P_{\text{ЗРАМ с.з.}}$ – мощность срабатывания защиты, о.е. (см. 15.3); $S_{\text{г.ном}}$ – номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ – коэффициент трансформации ТН

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
ЗРАМ РТ I2	Ток I2 блокировки ЗРАМ, А	$\text{ЗРАМ РТ I2} = \frac{I_{2 \text{ ЗРАМ}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{n_{\text{T}}},$ где $I_{2 \text{ ЗРАМ}}$ - уставка блокировки ЗРАМ по току обратной последовательности, о.е. (см. 15.3); $I_{\text{Г.НОМ}}$ - номинальный ток генератора, А; n_{T} - коэффициент трансформации ТТ
ЗРАМ Т	Выдержка времени ЗРАМ, с	$\text{ЗРАМ Т} = T_{\text{ЗРАМ с.з.}}^{\text{II}}$ где $T_{\text{ЗРАМ с.з.}}^{\text{II}}$ - выдержка времени, с (см. 15.3)
Вторая ступень для защиты генератора от длительной работы в двигательном режиме		
S391	Ввод ЗРАМ	-
S392	Ввод контроля тока обратной последовательности	-
ЗРАМ Р	Мощность срабатывания ЗРАМ, Вт	$\text{ЗРАМ Р} = P_{\text{ЗРАМ с.з.}} \cdot \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{n_{\text{TВ}} \cdot n_{\text{Н}}},$ где $P_{\text{ЗРАМ с.з.}}$ - мощность срабатывания защиты, о.е. (см. 15.3); $S_{\text{Г.НОМ}}$ - номинальная полная мощность генератора, В·А; $n_{\text{TВ}}$ - коэффициент трансформации ТТ со стороны выводов; $n_{\text{Н}}$ - коэффициент трансформации ТН
ЗРАМ РТ I2	Ток I2 блокировки ЗРАМ, А	$\text{ЗРАМ РТ I2} = \frac{I_{2 \text{ ЗРАМ}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{n_{\text{T}}},$ где $I_{2 \text{ ЗРАМ}}$ - уставка блокировки ЗРАМ по току обратной последовательности, о.е. (см. 15.3); $I_{\text{Г.НОМ}}$ - номинальный ток генератора, А; n_{T} - коэффициент трансформации ТТ
ЗРАМ Т	Выдержка времени ЗРАМ, с	$\text{ЗРАМ Т} = T_{\text{ЗРАМ с.з.}}^{\text{II}}$ где $T_{\text{ЗРАМ с.з.}}^{\text{II}}$ - выдержка времени, с (см. 15.3)
Контроль цепей напряжения		
S701	Ввод КЦН по напряжению обратной последовательности	-
S702	Ввод КЦН по линейному напряжению	-
КЦН РН U2	Напряжение обратной последовательности КЦН, В	$\text{КЦН РН U2} = U_{2 \text{ КЦН с.з.}}$ где $U_{2 \text{ КЦН с.з.}}$ - уставка срабатывания алгоритма КЦН по напряжению обратной последовательности, В

Продолжение таблицы А.2

Обозначение	Комментарий	Расчет уставки
КЦН РТ I2	Ток обратной последовательности КЦН, А	$I_{2 \text{ КЦН}} = \frac{I_{2 \text{ КЦН с.з.}} \cdot I_{\text{Г.ном}}}{n_{\text{T}}}$ где $I_{2 \text{ КЦН с.з.}}$ - уставка срабатывания алгоритма КЦН по току обратной последовательности, о.е. (см. 16.3); $I_{\text{Г.ном}}$ - номинальный ток генератора, А; n_{T} - коэффициент трансформации ТТ
КЦН РН Ул	Напряжение срабатывания КЦН, В	$U_{\text{КЦН РН Ул}} = U_{\text{КЦН с.з.}}$ где $U_{\text{КЦН с.з.}}$ - уставка срабатывания алгоритма КЦН по линейному напряжению, В (см. 16.3)
КЦН РТ I	Ток срабатывания КЦН, А	$I_{\text{КЦН РТ I}} = I_{\text{КЦН с.з.}}$ где $I_{\text{КЦН с.з.}}$ - уставка срабатывания алгоритма КЦН по фазным токам, А (см. 16.3)
КЦН Т1	Выдержка времени КЦН по напряжению обратной последовательности, с	$T_{\text{КЦН Т1}} = T_{\text{КЦН}}$ где $T_{\text{КЦН}}$ - выдержка времени алгоритма КЦН, с (см. 16.3)
КЦН Т2	Выдержка времени КЦН по линейному напряжению, с	$T_{\text{КЦН Т2}} = T_{\text{КЦН}}$ где $T_{\text{КЦН}}$ - выдержка времени алгоритма КЦН, с (см. 16.3)

Литература

1. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. – СПб.: Издательство ДЕКАН, 2005. – 464 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 1. "Защита генераторов, работающих на сборные шины." – М.: «Госэнергоиздат», 1961, – 68 с. черт. и табл.
3. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01.
4. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Введ. 1998-03-23.
5. Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов. – М. Энергоиздат, 1981. -88 с., ил. – (Б-ка электромонтера, Вып. 521).
6. Шабад М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001- 96 с.ил.
7. Соловьев А.Л. Защита генераторов малой и средней мощности терминалами «Сириус-ГС».– СПб.: ПЭИПК, 2006. – 64 с.
8. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. Введ. 2003-07-01.
9. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия. Введ. 2003-01-01.
10. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.: ил.
11. ГОСТ IEC 60044-1-2013 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока. Введ. 2014-01-01.
12. IEC 61869-2 Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers.
13. Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО "ГАЗПРОМ" СТО ГАЗПРОМ 2-1.11-070-2006, дата введения — 2006-08-10.
14. ГОСТ Р 52776-2007 Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. Введ. 2008-01-01.
15. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 256 с., ил.
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Введ. 2003-06-30.

УДК 621.316.925.1

Ключевые слова: защита генераторов, расчет токов КЗ, расчёт уставок, дифференциальная защита генераторов

**Генеральный директор
ООО «НТЦ «Механотроника»**

Шейкин И.С.

Технический директор

Гондуров С.А.

Заведующий кафедрой Релейной
защиты и автоматики
электрических станций, сетей и
систем
Петербургского Энергетического
Института Повышения
Квалификации
к.т.н.

Соловьёв А.Л.

Начальник отдела релейной
защиты и автоматики

Иванов И.В.

Начальник бюро разработки
эксплуатационной документации

Карлова И.А.

Главный специалист отдела
проектирования
к.т.н.

Михалев С.В.

Ведущий инженер-системотехник

Сельков Е.А.

НОРМОКОНТРОЛЬ:

Начальник бюро стандартизации и
технической документации

Ермоленко Л.М.

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	Номер документа	Входящий номер сопроводительного документа и дата	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных					