

Библиотечка электротехника

М. А. Шабад

**ЗАЩИТА
ГЕНЕРАТОРОВ
МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ
МОЩНОСТИ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу "Энергетик"

План выпусков

Первая половина 2001 г.

Курбангалиев У. К. **Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций.**

Овчинников В. В. **Автоматическое повторное включение.**

Кузнецов А. П., Лукьянов В. Ю. и др. **Современные испытательные устройства для релейной защиты и автоматики.**

Шабад М. А. **Защита генераторов малой и средней мощности.**

Иноземцев Е. К. **Ремонт высоковольтных электродвигателей электростанций (две части).**

Вторая половина 2001 г.

Шкарин Ю. П. **Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи.**

Безчастнов Г. А., Красильников А. М. и др. **Контроль состояния изоляции электрических машин.**

Овчаренко Н. И. **Аналоговые элементы комплексов релейной защиты и автоматики энергосистем.**

Конюхова Е. А., Киреева Э. А. **Надежность электроснабжения промышленных предприятий.**

Таубес И. Р., Удрис А. П. **Использование реле ДЗТ-21 и ДЗТ-23 для защиты трансформаторов.**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу "ПРЕССА РОССИИ", Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Индексы "Библиотечки электротехника"

— приложения к журналу "Энергетик"

88983 — для предприятий и организаций;

88982 — для индивидуальных подписчиков.

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу "Энергетик"

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 4(28)

Шабад М. А.

ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

Москва

НТФ "Энергопрогресс", "Энергетик"

2001

Главный редактор журнала “Энергетик” А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

“Библиотечки электротехника”

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,
В. А. Забегалов, В. Х. Ишкин, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,
Н. В. Лисицын, Л. Г. Мамиконянц, Л. Ф. Плетнев, В. И. Пуляев,
Ю. В. Усачев, М. А. Шабад

Шабад М. А.

Ш12 Защита генераторов малой и средней мощности. — М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2001. — 96 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”. Вып. 4(28)].

Изложены вопросы выполнения защиты генераторов малой и средней мощности до 30 МВт напряжением 3 – 10 кВ как с помощью традиционных (аналоговых) реле, так и с помощью современных цифровых реле и терминалов. Рассмотрена защита генераторов напряжением до 1 кВ плавкими предохранителями и автоматическими выключателями. Даны рекомендации по расчетам токов короткого замыкания и по выбору уставок срабатывания основных типов релейной защиты генераторов. Приведены сведения о делительных защитах небольших электростанций, работающих параллельно с энергосистемой.

В России и в зарубежных странах в последние годы повысился интерес к электростанциям небольшой мощности. Сооружаются теплосиловые установки, использующие органические виды топлива (газ, дизельное топливо), а также возобновляемые источники энергии, т.е. солнечные и ветровые электростанции. Для районов, удаленных от электрических сетей больших энергосистем, такие электростанции являются основным и постоянным источником электроснабжения предприятий и населения, а в центральных частях страны они обеспечивают бесперебойное электропитание ответственных потребителей при различных аварийных ситуациях в энергосистеме.

Электрические генераторы являются наиболее ответственным оборудованием любой электростанции, в том числе электростанции малой и средней мощности. Поэтому к релейной защите (РЗ) генераторов предъявляются высокие требования, и персонал электроцехов электростанций должен хорошо изучить назначение и принципы выполнения всех видов релейной защиты генераторов, а также основы расчетов токов короткого замыкания (КЗ) с учетом параметров обслуживаемых генераторов и условия выбора уставок срабатывания защитных устройств.

Настоящее издание в большей части повторяет мою брошюру под таким же названием, вышедшую в 1973 г. в Библиотеке электромонтера (выпуск 379), поскольку основные положения расчетов токов КЗ и принципы выполнения основных типов релейной защиты генераторов практически не изменились. Однако за прошедшие годы произошли очень важные изменения в аппаратной части релейной защиты, вызванные появлением цифровых (микропроцессорных) реле, использующих элементную базу вычислительной техники. Поэтому в настоящем издании имеется новый раздел, посвященный выполнению защит генераторов и блоков генератор-трансформатор небольшой мощности с помощью цифровых реле, в том числе цифровых реле, поставляемых российской фирмой “АББ Реле-Чебоксары”. Наряду с этим рассматривается выполнение защит генераторов с традиционными электромеханическими и полупроводниковыми (аналоговыми) реле, выпускаемыми Чебоксарским электроаппаратным заводом (ЧЭАЗ). Приведены сведения о некоторых новых защитах генераторов, разработанных в последние годы. Учтены изменения, внесенные в новые, последние издания Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей [1] и Правил устройства электроустановок [2].

Автор считает своим приятным долгом высказать благодарность за ценные советы доктору техн. наук В. А. Семенову (ЦДУ ЕЭС России) и канд. техн. наук А. В. Беляеву (РАО “Газпром”).

Замечания и пожелания по данной брошюре просим направлять по адресу 109280, Москва, ул. Автозаводская 14/23. Редакция журнала “Энергетик”.

1. Основные параметры и характеристики синхронных генераторов, необходимые для расчета релейной защиты

Генераторы являются наиболее ценным и ответственным оборудованием энергетических установок, поэтому к РЗ генераторов предъявляются высокие требования [1, 2]. Для правильного выбора РЗ и расчета ее уставок прежде всего необходимо знать тип и технические данные (параметры) защищаемого генератора.

Наибольшее распространение получили синхронные генераторы (СГ) особенностью которых является постоянная частота вращения, называемая синхронной. У СГ частота вращения n находится в строго постоянном отношении к частоте тока в сети f

$$f = \frac{pn}{60}, \quad (1)$$

где f — частота переменного тока (в нормальных условиях 50 Гц); n — частота вращения генератора, мин^{-1} ; p — число пар полюсов.

В заводских обозначениях типов СГ последняя цифра обычно обозначает число полюсов ротора генератора ($2p$). По числу полюсов можно определить частоту вращения СГ:

$$n = \frac{60f}{p}. \quad (2)$$

Например, для турбогенератора типа Т2-6-2 $p = 1$ и, следовательно, $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$. Для гидрогенератора типа ВГСП5-213-24 $p = 12$, $n = 250 \text{ мин}^{-1}$.

Неподвижная часть СГ, где расположена обмотка переменного тока, называется статором. Вращающаяся часть СГ, где расположена обмотка возбуждения, называется ротором. Постоянный ток, необходимый для питания обмотки возбуждения, обычно получается от генератора постоянного тока — возбuditеля, который

размещается на общем валу основного генератора или устанавливается отдельно. Такой принцип возбуждения называется электромашинным и применяется для большинства СГ малой и средней мощности. Исключение составляют генераторы мощностью до 100 кВт, которые выполняются с самовозбуждением. При этом обмотка возбуждения питается постоянным током от твердых селеновых выпрямителей, присоединенных к главной цепи СГ. В последнее время широко используются тиристорные системы возбуждения. В них переменный ток преобразуется в постоянный тиристорными выпрямителями.

В быстроходных СГ (турбогенераторах) ротор представляет собой массивный цилиндр (“бочку”) с осевыми пазами, в которых размещается обмотка возбуждения. Такие синхронные машины называются неявнополюсными и выполняются в виде двухполюсных (3000 мин^{-1}) и четырехполюсных генераторов (1500 мин^{-1}). Отечественные турбогенераторы выполняются только на 3000 мин^{-1} .

В тихоходных генераторах (например, гидрогенераторах) ротор имеет форму колеса, на внешней поверхности которого укрепляются выступающие полюсы — электромагниты. Такие синхронные машины называются явнополюсными, и их частоты вращения находятся в пределах от 50 до 750 мин^{-1} .

На полюсах ротора явнополюсных машин, кроме обмотки возбуждения может располагаться успокоительная (демпферная) обмотка, предназначенная для повышения устойчивости работы генератора. У генераторов с успокоительной обмоткой ток в начальный момент КЗ (при $t = 0$) существенно больше, чем у генераторов без успокоительной обмотки. Гидрогенераторы отечественного производства сельских электроустановок выпускались без успокоительных обмоток. Некоторые гидрогенераторы малой мощности (иностранных фирм) и все гидрогенераторы средней мощности имеют успокоительную обмотку. У турбогенераторов роль демпферной обмотки играет стальной массив (“бочка”) ротора.

Ротор генератора может приводиться во вращение газовой или паровой турбиной (турбогенератор), гидротурбиной (гидрогенератор), двигателем внутреннего сгорания (дизель — генератор). При вращении ротора полюса электромагнитов, проходя последовательно мимо проводников обмотки статора, наводят в них в соответствии с законом электромагнитной индукции переменную синусоидальную ЭДС с частотой 50 Гц. При симметричной трехфазной нагрузке генератора по обмоткам статора проходит симметричный

трехфазный ток. Активная мощность СГ, кВт, определяется по выражению:

$$P_r = \sqrt{3} U_r I_r \cos \varphi, \quad (3)$$

а при номинальном токе и номинальном напряжении:

$$P_{r, \text{ном}} = \sqrt{3} U_{r, \text{ном}} I_{r, \text{ном}} \cos \varphi, \quad (4)$$

где $U_{r, \text{ном}}$ — номинальное междуфазное напряжение СГ, кВ; $I_{r, \text{ном}}$ — номинальный фазный ток генератора, А; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности, обычно равный 0,8 – 0,9.

В расчетах РЗ генераторов чаще всего используется ток $I_{r, \text{ном}}$, А, определяемый из выражения (4):

$$I_{r, \text{ном}} = \frac{P_{r, \text{ном}}}{\sqrt{3} U_{r, \text{ном}} \cos \varphi}. \quad (5)$$

Величины $U_{r, \text{ном}}$, $I_{r, \text{ном}}$, $P_{r, \text{ном}}$, $\cos \varphi$, а также номинальные напряжение и ток возбудителя ($U_{в, \text{ном}}$, $I_{в, \text{ном}}$) всегда указываются в паспортной табличке СГ. Однако для расчета РЗ этих данных недостаточно. Необходимо знать ряд параметров, характеризующих генератор в начальном и установившемся режимах КЗ. К таким параметрам относятся индуктивные сопротивления СГ, отношение КЗ (ОКЗ), токи в роторе (токи возбуждения), а также емкостный ток генератора при замыкании одной фазы обмотки статора на землю. Эти параметры приводятся в паспортах и каталогах СГ и в электротехнических справочниках.

Расчеты токов КЗ рассмотрены в [4], поэтому напомним лишь основные соотношения, необходимые для расчета РЗ.

При внезапном трехфазном КЗ на выводах СГ начальное значение (при $t = 0$) периодической составляющей тока определяется по выражению:

$$I_{\text{к макс}} = \frac{E^* I_{r, \text{ном}}}{x_{\text{д}}^*}, \quad (6)$$

где E^* — сверхпереходная ЭДС генератора, отн. ед.; $x_{\text{д}}^*$ — сверхпереходное индуктивное сопротивление СГ, отн. ед.

Сверхпереходная ЭДС E^* определяется по выражению:

$$E^* \approx U_{\text{н}} + I_{\text{н}} x_{\text{д}}^* \sin \varphi, \quad (7)$$

где $U_{\text{н}}$, $I_{\text{н}}$, φ — напряжение, ток и угол сдвига между ними при предшествующем режиме машины.

Если в предшествующем режиме ток и напряжение СГ были равны номинальным значениям, а $\varphi \approx 37^\circ$ ($\cos \varphi \approx 0,8$; $\sin \varphi \approx 0,6$), то

$$E^* \approx 1 + 1 \cdot x_{\text{д}}^* \cdot 0,6. \quad (8)$$

Значение $x_{\text{д}}^*$ должно определяться при испытаниях для каждого генератора. Если точное значение $x_{\text{д}}^*$ для СГ неизвестно, практически можно пользоваться средними значениями [4]:

	$x_{\text{д}}^*$	E^*
Турбогенераторы до 100 МВт	0,125	1,08
Гидрогенераторы с демпферными обмотками	0,2	1,13
Гидрогенераторы без демпферных обмоток	0,27	1,18

Ток трехфазного КЗ, вычисленный по (6), является максимальным током. Ток двухфазного КЗ на выводах генератора (при $t = 0$) имеет несколько меньшее значение и определяется по выражению:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E^*}{x_{\text{д}}^* + x_{\text{н}2}} I_{r, \text{ном}}, \quad (9)$$

где $x_{\text{н}2}$ — реактивное сопротивление обратной последовательности СГ (для турбогенераторов можно приближенно принимать $x_{\text{н}2} \approx x_{\text{д}}^*$).

Минимальным током КЗ является ток трехфазного КЗ на выводах СГ в установившемся режиме $I_{\infty}^{(3)}$. Установившийся режим наступает через 3 – 5 с для крупных генераторов и через 0,5 – 1,5 с для СГ до 1500 кВт.

Поскольку время действия максимальных токовых защит (МТЗ) генераторов обычно превышает 3 с, то проверку чувствительности этих РЗ проводят по наименьшему току установившегося режима ($I_{\infty}^{(3)}$).

Сравнение значений токов в установившемся режиме трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ (последнее только для сетей с глухозаземленной нейтралью) показывает, что наименьшее значение тока соответствует *трехфазному* КЗ. Это объясняется тем, что индуктивное сопротивление прямой последовательности СГ в установившемся режиме ($x_{\infty} \approx x_{\text{д}}$) значительно больше его реактивных сопротивлений обратной (x_2) и нулевой (x_0) последовательностей, которые сохраняются неизменными в течение всего процесса КЗ.

Ток трехфазного КЗ на выводах СГ в установившемся режиме может быть вычислен по выражению:

$$I_x^{(3)} = \text{ОКЗ} I_{*в} I_{г.ном} \quad (10)$$

где $I_{*в}$ — относительный ток возбуждения; ОКЗ — отношение КЗ (см далее).

Относительный ток возбуждения определяется следующим образом

$$I_{*в} = \frac{I_{в}}{I_{в.х}} \quad \text{или} \quad I_{*в} = \frac{I_{рот}}{I_{рот.х}} \quad (11)$$

где $I_{в}$, $I_{рот}$ — токи обмотки возбуждения (ротора) в режиме, предшествующем КЗ; $I_{в.х}$, $I_{рот.х}$ — токи обмотки возбуждения (ротора) при холостом ходе СГ и $U_r = U_{г.ном}$ по паспортным или опытным данным.

В процессе КЗ ток возбуждения генераторов может быть значительно увеличен при помощи устройств быстрого действия возбуждения (УБВ) и автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Устройством быстрого действия возбуждения (или форсировкой возбуждения) называется релейное устройство, которое при понижении напряжения ниже $0,85 U_{ном}$ замыкает накоротко регулировочное сопротивление возбудителя, чем обеспечивается работа возбудителя с предельным напряжением. При тиристорной системе возбуждения функции УБВ (форсировки возбуждения) выполняются регулятором системы, который при необходимости обеспечивает предельный ток возбуждения СГ.

Генераторы, оборудованные УБВ, в установившемся режиме КЗ характеризуются предельным током возбуждения, который зависит от предшествующего режима. Относительный предельный ток возбуждения вычисляется по выражению

$$I_{*в.пр} = \frac{I_{в.пр}}{I_{в.х}} \quad (12)$$

Значение $I_{в.пр}$ определяется расчетным или опытным путем. Для расчетного определения $I_{в.пр}$ СГ с электромашинным возбуждением необходимо знать нагрузочную характеристику возбудителя $U_{в.в} = f(I_{в.в})$ и сопротивления обмоток возбуждения возбудителя

($r_{о.в.в}$) и генератора ($r_{о.в.г}$). Построив нагрузочную характеристику (рис. 1, а) и прямую $U_{в.в} = I_{в.в} r_{о.в.г}$ для произвольных значений $I_{в.в}$, находим точку их пересечения, которая позволяет определить $U_{в.в.пр}$ — предельное напряжение возбудителя при замкнутом накоротко регулировочном сопротивлении.

Таким образом, устройства УБВ и АРВ, обеспечивая увеличение токов КЗ, повышают чувствительность и надежность действия генераторов и других элементов электроустановок. Этими устройствами должны быть оборудованы все СГ. При этом для генераторов мощностью менее 2,5 МВт, за исключением электростанций, работающих изолированно или в энергосистемах небольшой мощности, допускается применять только устройства УБВ¹.

¹ Необходимо отметить, что при КЗ в электросетях с относительно большим активным сопротивлением, питающихся от генераторов малой мощности, работа УБВ может не привести к увеличению тока КЗ. Возможно даже некоторое уменьшение тока в процессе КЗ из-за большой перегрузки генератора, снижения частоты вращения агрегата и, следовательно, уменьшения напряжения и тока возбудителя. Это следует учитывать при расчетах РЗ электроустановок, питающихся от СГ малой мощности.

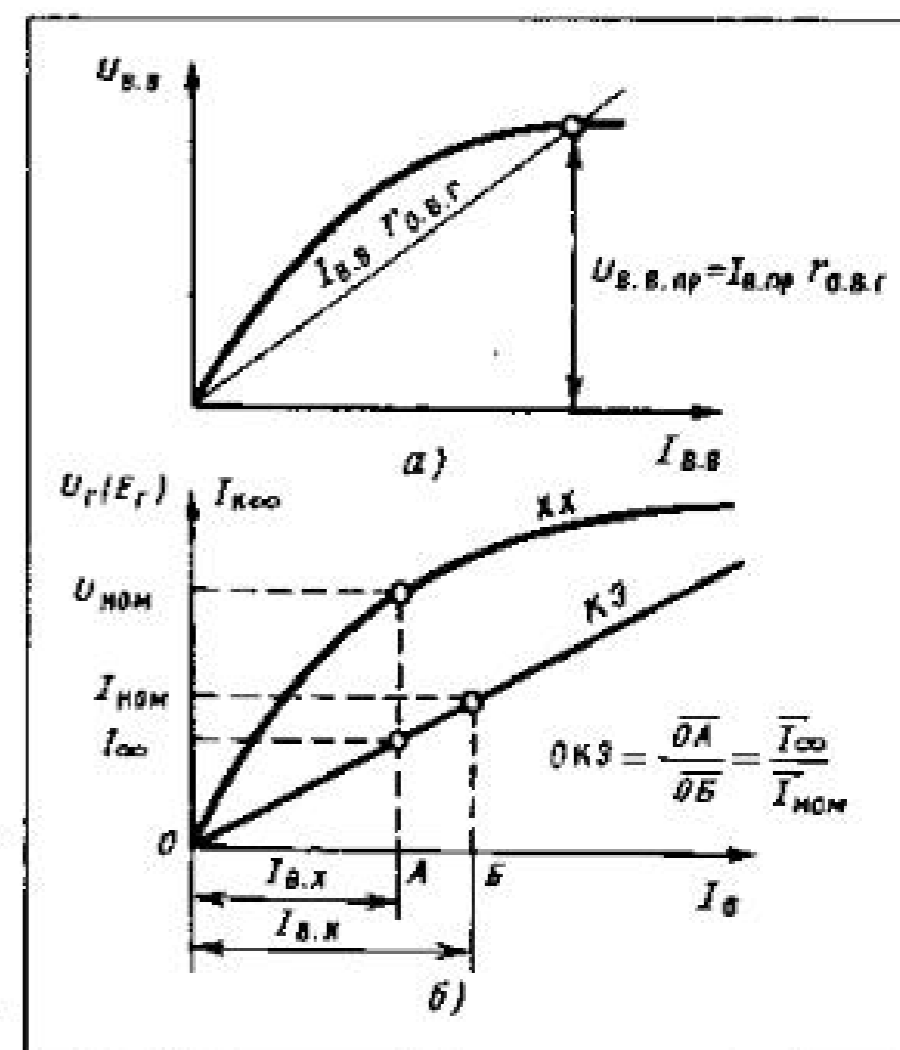


Рис. 1. Определение $I_{в.пр}$ по нагрузочной характеристике возбудителя (а); определение ОКЗ по характеристикам холостого хода (XX) и короткого замыкания (КЗ) генератора (б)

Отношение короткого замыкания является характерным параметром СГ и представляет собой относительный установившийся ток при трехфазном КЗ на выводах генератора при относительном токе возбуждения $I_{*в} = 1$, т.е. при $I_{в,х}$:

$$\text{ОКЗ} = \frac{I_{\infty}^{(3)}}{I_{г,ном}} \quad (13)$$

Для типовых (союзных) турбогенераторов среднее значение ОКЗ = 0,7; для гидрогенераторов ОКЗ = 1,06 [4]. Для большинства СГ малой мощности, применяемых в сельской энергетике, значения ОКЗ находятся в пределах от 0,8 до 1.

В условиях эксплуатации на действующих генераторах ОКЗ может быть определено по характеристикам ХХ и КЗ [3], которые снимаются для каждого СГ (рис. 1, б).

Характеристика холостого хода представляет собой зависимость ЭДС E_r или напряжения U_r на выводах СГ при холостом ходе (т.е. при отсутствии нагрузки) от тока возбуждения $U_r = f(I_{в})$.

Характеристика короткого замыкания представляет собой зависимость тока в обмотке статора от тока возбуждения при трехфазном КЗ на выводах СГ ($U_r = 0$) при вращении генератора с постоянной номинальной частотой $I_{к\infty} = f(I_{в})$.

Эта характеристика имеет вид прямой линии, выходящей из начала координат.

Для вычисления ОКЗ согласно (13) надо найти значение I_{∞} , соответствующее току возбуждения СГ при ХХ и номинальном напряжении, т.е. $I_{в,х}$, который определяется по характеристике холостого хода (отрезок OA на рис. 1, б). Затем по характеристике КЗ для этого значения $I_{в,х}$ находят величину I_{∞} (отрезок OI_{∞}). Затем по выражению (13) определяют ОКЗ.

Отношение КЗ может быть также определено как отношение тока возбуждения, соответствующего номинальному напряжению при холостом ходе $I_{в,х}$ (отрезок OA на рис. 1, б) к току возбуждения, соответствующему току трехфазного КЗ, равному номинальному току генератора $I_{в,к}$ (отрезок OB):

$$\text{ОКЗ} = \frac{\overline{OA}}{\overline{OB}} = \frac{I_{в,х}}{I_{в,к}} \quad (14)$$

Если значения ОКЗ и $I_{*в,пр}$ неизвестны, то для приближенного определения тока I_{∞} можно использовать расчетные кривые (кривые затухания). Для этого достаточно знать x_{*d}' или x_{*d} генератора [4]. Для СГ мощностью от 100 до 1500 кВт следует пользоваться специальными кривыми.

Пример 1. По известным параметрам турбогенератора типа Т2-3-2 вычислить максимальный и минимальный токи при трехфазном КЗ на выводах СГ.

Параметры генератора: $P_{г,ном} = 3$ МВт; $U_{г,ном} = 6,3$ кВ; $\cos\varphi = 0,8$; $x_{*d}' = 0,125$; ОКЗ = 0,82; $I_{в} = 246$ А; $I_{в,х} = 116$ А; $I_{в,пр} = 405$ А.

Решение. Номинальный ток СГ определяется по выражению (5):

$$I_{г,ном} = \frac{3000}{1,73 \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 344 \text{ А.}$$

Максимальный ток КЗ (при $t = 0$) определяется по выражению (6):

$$I_{к\max}^{(3)} = \frac{1,08}{0,125} 344 = 2972 \text{ А.}$$

Относительные токи возбуждения вычисляются по выражениям (11) и (12):

$$I_{*в} = \frac{246}{116} = 2,12; \quad I_{*в,пр} = \frac{405}{116} = 3,5.$$

Токи трехфазного КЗ в установившемся режиме вычисляются по выражению (10):

$$I_{\infty}^{(3)} = 0,82 \cdot 2,12 \cdot 344 \approx 600 \text{ А (без УБВ);}$$

$$I_{\infty}^{(3)} = 0,82 \cdot 3,5 \cdot 344 \approx 987 \text{ А (с УБВ).}$$

Для СГ, работающих на электростанциях с разветвленной кабельной сетью 3 – 10 кВ, часто требуется знать собственный емкостной ток генератора в установившемся режиме однофазного замыкания на сборных шинах $I_{Г}$. В справочниках приводятся либо значения $I_{Г}$, либо емкость обмотки статора по отношению к земле C_r ,

Таблица 1. Параметры некоторых генераторов малой и средней мощности

Тип	Мощность P , кВт	Напряжение U , кВ	$\cos \varphi$	Реактивные сопротивления					Токи ротора			ОКЗ	Частота вращения, мин ⁻¹	Емкость обмотки статора по отношению к земле, C_{Γ} , мкФ/фазу	
				x_d	x'_d	x''_d	$x_{\Sigma 2}$	$x_{\Sigma 0}$	I_{rk}	$I_{r\text{ном}}$	$I_{r\text{пр}}$				
Турбогенераторы															
T2-0,75-2БП	750	0,4/0,23	0,8	1,18	0,155	0,12	0,146	0,031	120 – 130	256	–	1,02	3000	0,014	
	750	0,525	0,8	1,27	0,169	0,13	0,158	0,059	120 – 130	256	–	–	3000	0,014	
	750	6,3	0,8	1,38	0,188	0,141	0,172	0,038	120 – 130	256	–	0,87	3000	0,02	
T2-1,5-2БП	1500	0,4/0,23	0,8	1,79	0,22	0,154	0,188	0,054	110 – 115	252	–	0,71	3000	0,033	
TK-1,5-2РУЗ**	1500	3,15; 6,3	0,8	1,5	0,15	0,115	0,140	0,042	110 – 115	252	–	0,70	3000	0,04	
	1500	10,5	0,8	1,93	0,23	0,13	–	–	–	287	–	0,55	3000	–	
T2-0,5-2	500	0,4/0,23	0,8	1,54	0,225	0,145	0,177	0,05	48	109	144*	0,78	3000	–	
T2-1-2	1000	0,4/0,23	0,8	1,8	0,22	0,155	0,19	0,05	45	106	–	0,66	3000	0,03	
T2-3,5-2	3500	6,3	0,8	1,52	0,18	0,117	0,143	0,101	132	290	460*	0,79	3000	0,05	
TK-4-2РУЗ**	4000	10,5	0,8	1,89	0,24	0,14	–	–	–	275	–	0,58	3000	–	
T2-6-2	6000	6,3	0,8	1,65	0,17	0,12	0,147	0,067	107	248	350*, 580*	0,83*	3000	0,05	

Продолжение табл. 1

TK-6-2РУЗ**	6000	10,5	0,8	1,89	0,22	0,13	–	–	–	280	–	0,58	3000	–
T2-25-2	25000	10,5	0,8	2,126	0,216	0,131	0,16	0,055	152	408	620*	0,58	3000	0,16

Дизель-генераторы

МСД-323-5/20	400	0,4	0,8	1,02	0,35	0,2	0,244	0,034	68	131	–	1,22	300	–
	400	6,3	0,8	1,07	0,37	0,21	0,25	0,088	64,5	132	–	1,15	300	–
ГСД-400-375	400	0,4	0,8	1,09	0,298	–	–	–	58	118	–	0,98	375	–
	400	6,3	0,8	0,973	0,284	–	–	–	64	129	–	1,1	375	–
СГС-1370-750	1100	6,3	0,8	0,92	0,224	0,136	0,166	–	123	209	370*	1,25	750	–

Гидрогенераторы

ВГСН5-213/24-24	500	6,3	0,8	0,99 – 1,1	0,29 – 0,38	0,29 – 0,38	0,42 – 0,55	–	75	145	–	1,05*	250	–
ВГС-325/64-18	6400	6,3	0,85	1,07	0,35	0,22	0,27	–	226	430	–	1,0	333	0,12
СФВ-616/12-40***	750	6,3	0,8	1,18	0,239	0,167	0,20	–	79	160	–	1,04	150	–

* Опытные данные

** Бесщеточная система возбуждения

*** Генераторы иностранной фирмы

мкФ/фазу. В последнем случае следует вычислить значение I_{CT} , А, по выражению:

$$I_{CT} = 3\omega C_r \frac{U_{L,ном}}{\sqrt{3}} 10^{-6}, \quad (15)$$

где $\omega = 2\pi f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$; C_r — емкость одной фазы обмотки статора по отношению к земле, мкФ/фазу; $U_{L,ном}$ — номинальное междуфазное напряжение СГ, В.

Ток I_{CT} у турбогенераторов до 6 МВт, как правило, не превышает 0,2 А, у турбогенераторов средней мощности — 1 А. Для гидрогенераторов средней мощности значение I_{CT} может достигать 1,8 А в зависимости от типа и параметров генератора [9]. Ток I_{CT} может быть определен опытным путем. В табл. 1 приводятся параметры некоторых генераторов.

2. Виды повреждений и ненормальных режимов работы генераторов. Требования к защите генераторов

Повреждения в обмотке статора. Многофазные КЗ представляют для СГ наибольшую опасность, так как сопровождаются большими токами, в несколько раз превышающими номинальный ток генератора. Трехфазное или двухфазное КЗ в обмотке статора (рис. 2, а, б) происходит в результате повреждения изоляции. При этом возникает электрическая дуга, которая производит дальнейшее разрушение изоляции обмотки, а также оплавление стали статора. Выплавление значительного количества металла может надолго вывести генератор из строя.

Поэтому основным требованием к РЗ генератора от многофазных повреждений в обмотке статора является быстрое действие. Для РЗ от многофазных повреждений применяются продольная дифференциальная защита (при $P_r > 1$ МВт) и токовая отсечка (при $P_r < 1$ МВт). Время действия этих РЗ менее 0,1 с.

У одиночно работающих СГ мощностью до 1 МВт многофазные КЗ сопровождаются значительно меньшими токами, обусловленными только ЭДС самого генератора. Для таких машин РЗ выполняется с некоторой выдержкой времени (МТЗ или минимальная РЗ напряжения).

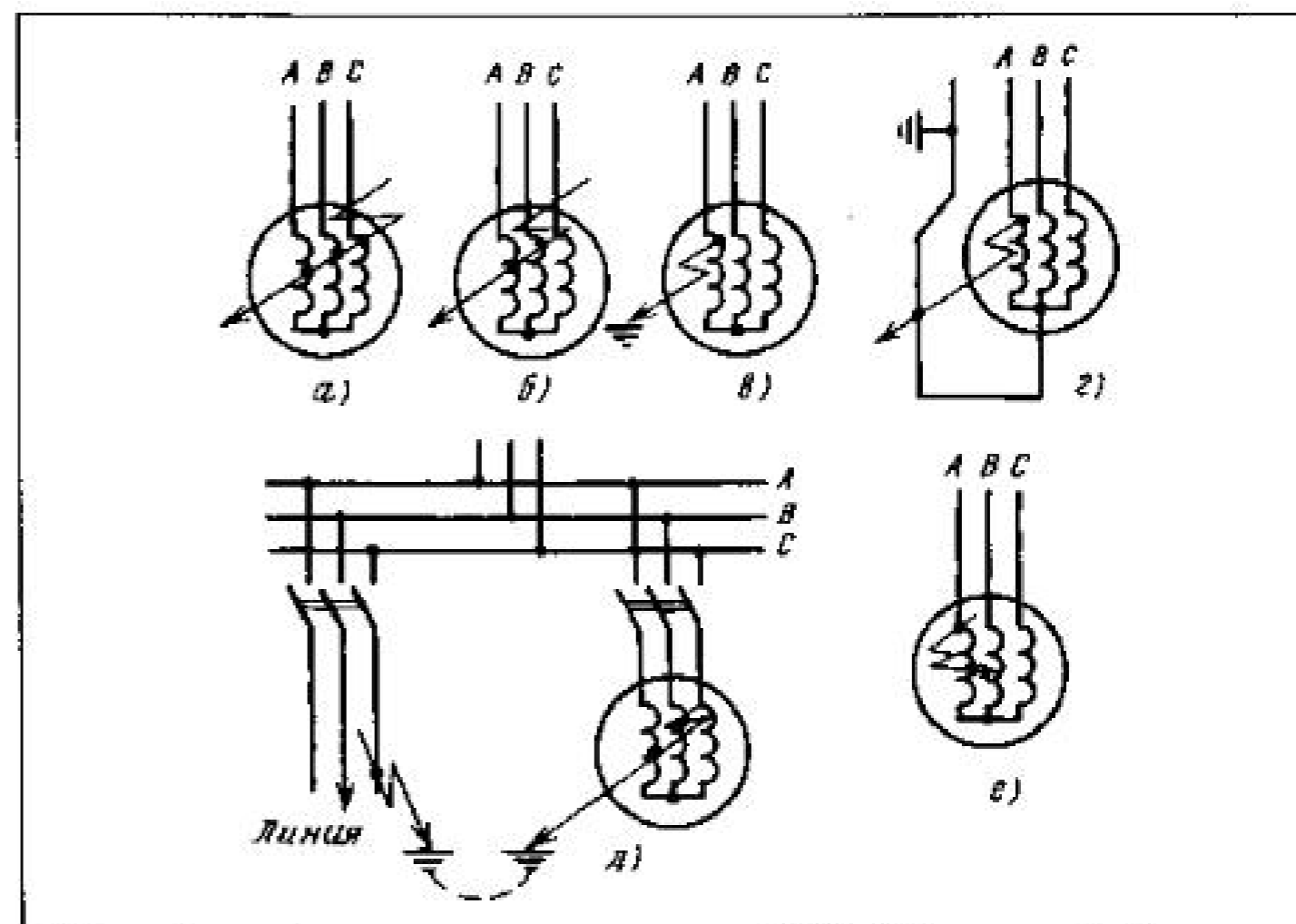


Рис. 2. Повреждения обмоток статора генератора:

а — трехфазное КЗ; б — двухфазное КЗ; в — однофазное замыкание на землю (на корпус); г — то же на нулевой провод; д — двойное замыкание на землю в разных точках сети; е — витковое замыкание в одной фазе

Однофазные замыкания на землю (на корпус) у генераторов, работающих на сеть с изолированной или компенсированной нейтралью (3 — 10 кВ), сопровождаются сравнительно небольшими токами (рис. 2, в). Эти токи обусловлены емкостью сети генераторного напряжения и не должны превышать 20 А при 10 кВ и 30 А при 6 кВ [1]. Однако установлено, что при токах, начиная с 5 А и выше, в месте замыкания на корпус может длительно поддерживаться электрическая дуга, оплавливающая активную сталь статора. Поэтому на станциях, где токи замыкания на землю больше 5 А, необходимо выполнять специальную защиту генератора, действующую на отключение. При токах меньше 5 А защиту осуществляют с действием на сигнал.

На СГ напряжением до 690 В, работающих с заземленной нулевой точкой, однофазные КЗ в обмотке статора (рис. 2, г) сопровождаются большими токами. В ряде случаев эти токи обеспечивают надежное действие защиты генераторов от многофазных повреждений. Если же РЗ от многофазных повреждений оказывается недостаточно чувствительной к однофазным КЗ, то на таких СГ

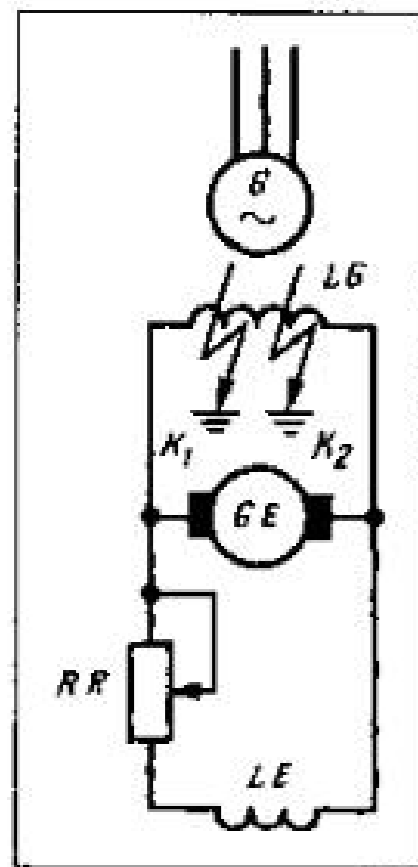


Рис. 3. Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения генератора:

GE — возбудитель; LG — обмотка возбуждения генератора; LE — обмотка возбуждения возбудителя GE ; RR — регулировочный (шунтовой) реостат

выполняют специальную защиту нулевой последовательности — максимальную токовую или дифференциальную.

Двойные замыкания на землю (рис. 2, d) могут сопровождаться значительными токами и представляют для СГ такую же опасность, как и многофазные КЗ. Двойному замыканию на землю, как правило, предшествует появление однофазного замыкания в сети генераторного напряжения, при котором, как известно, напряжение на неповреж-

денных фазах возрастает в $\sqrt{3}$ раз. Повышение напряжения увеличивает вероятность пробоя изоляции на неповрежденных элементах этой сети, в том числе и в генераторе.

На СГ мощностью 1 МВт и выше для РЗ от двойных замыканий на землю применяются быстродействующие защиты — продольная дифференциальная в трехфазном исполнении или специальная токовая защита нулевой последовательности без выдержки времени.

Для СГ мощностью менее 1 МВт считается допустимым отключение генератора при двойном замыкании на землю с некоторой выдержкой времени (МТЗ генератора или РЗ отходящей линии, рис. 2, d).

Замыкание между витками одной фазы обмотки статора (рис. 2, e) является сравнительно редким видом повреждения. Защита от замыканий между витками одной фазы в отечественной практике выполняется только для СГ с выведенными параллельными ветвями обмотки статора (так называемая поперечная дифференциальная РЗ), т.е. для генераторов мощностью, как правило, 50 МВт и более [5, 6].

Повреждения в обмотке ротора (обмотке возбуждения). Замыкание на землю (тело ротора) в одной точке цепи возбуждения (точка K_1 на рис. 3) не представляет непосредственной опасности для СГ, так как ток через место замыкания не проходит и параметры возбуждения сохраняются без изменений. Генератор с таким повреждением может работать длительное время. Опасность этого режима заключается в том, что в любой момент может воз-

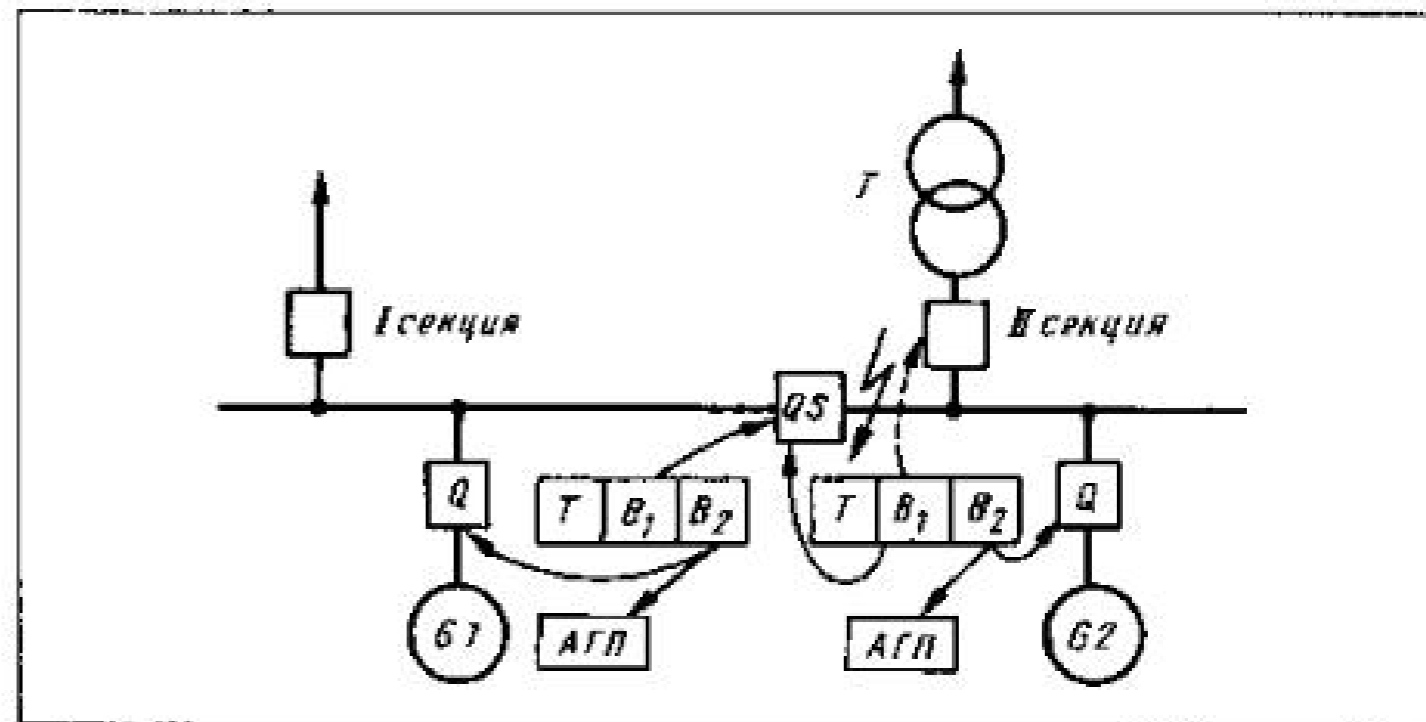


Рис. 4. Направления действия максимальной токовой защиты от внешних КЗ генератора [2]

никнуть замыкание на землю во второй точке цепи возбуждения (точка K_2).

Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения является серьезным повреждением, так как при этом через обмотку возбуждения проходит ток КЗ, который может вызвать большие повреждения изоляции обмотки и стали ротора. Кроме того, при этом виде повреждения возникает сильная вибрация машины из-за нарушения симметрии магнитного потока. Особенно сильная вибрация возникает у синхронных машин с выступающими полюсами (гидрогенераторы, синхронные компенсаторы). Поэтому эти машины должны выводиться в ремонт сразу же после возникновения замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения. Для выявления такого повреждения применяется специальная РЗ, действующая на сигнал или отключение.

Турбогенераторы малой и средней мощности при необходимости могут работать с замыканием на землю в одной точке, но при условии, что на них установлена специальная защита от второго замыкания на землю в обмотке возбуждения с действием на сигнал или на отключение. Последнее относится к турбогенераторам с наборными зубцами роторов, проволочными бандажами, повышенной вибрацией, а также к СГ большой мощности с непосредственным охлаждением проводников обмоток ротора.

Ненормальные режимы. Перегрузка статора СГ может возникнуть в результате аварийного отключения параллельно работающих генерирующих источников, при самозапуске или пуске двига-

телей нагрузки, из-за работы форсировки возбуждения (УВВ) при понижении напряжения. Такая перегрузка является симметричным режимом.

Длительное прохождение токов больше номинального приводит к перегреву и разрушению изоляции обмотки статора. Допустимое время t работы СГ с перегрузкой определяется по формуле, с:

$$t = \frac{150}{k^2 - 1}, \quad (16)$$

где k — кратность тока перегрузки по отношению к номинальному току СГ ($I_{\text{пер}}/I_{\text{г.ном}}$).

Допустимые значения продолжительности перегрузки СГ по току статора в зависимости от кратности тока перегрузки k приведены в Правилах [1]. Они соответствуют значениям, определенным по формуле (16).

При небольшой перегрузке допустимое время t достаточно велико и поэтому РЗ от перегрузки выполняется с действием на сигнал. Получив сигнал, дежурный персонал принимает меры к устранению перегрузки СГ. На гидростанциях без постоянного дежурства эта защита может действовать на разгрузку или на отключение СГ.

Сверхтоки при внешних КЗ оказывают еще более опасное воздействие на изоляцию обмотки статора, чем токи перегрузки. Длительное прохождение сверхтоков может возникнуть при отказе РЗ или выключателя поврежденного элемента смежной сети или при КЗ на шинах генераторного напряжения. Эти токи могут в несколько раз превышать номинальный ток СГ (особенно при работе УВВ), и, следовательно, допустимое время их прохождения по выражению (16) может измеряться секундами, поэтому РЗ генераторов от внешних КЗ всегда выполняют с действием на отключение генератора.

При наличии на станции двух систем шин или двух секций шин генераторного напряжения (рис. 4) максимальная токовая защита от внешних КЗ выполняется *двухступенчатой*. С меньшей выдержкой времени B_1 защита действует на отключение секционного выключателя QS , а с большей B_2 — на отключение выключателя Q и автомата гашения поля — АГП генератора. Такое действие защиты обеспечивает сохранение питания электроприемников, подключенных к неповрежденной секции (системе) шин.

Повышение напряжения на выводах обмотки статора СГ возникает при внезапном отключении (сбросе) нагрузки и может привести к пробое изоляции и КЗ в генераторе. Наиболее значите-

льные повышения напряжения могут быть у гидрогенераторов. Это объясняется тем, что системы регулирования гидротурбин действуют медленно и частота вращения гидротурбин после сброса нагрузки может значительно (на 40 – 50 %) возрасти по сравнению с номинальной. Поэтому на гидрогенераторах устанавливают *специальную защиту от повышения напряжения с действием на отключение*.

У турбогенераторов с паровыми турбинами увеличение частоты вращения предотвращается регулятором пара, а в случае увеличения частоты вращения свыше 110 % номинальной действует автомат безопасности, прекращающий доступ пара в турбину. На таких турбогенераторах РЗ от повышения напряжения не устанавливается, но на газотурбинных электростанциях — устанавливается.

Асинхронный режим, т.е. работа синхронного генератора без возбуждения, также является ненормальным режимом. При работе в асинхронном режиме увеличивается частота вращения генератора и возникает пульсация тока статора. Генератор при этом потребляет из сети реактивную мощность, что может сопровождаться значительным понижением напряжения в сети.

Большинство турбогенераторов может работать в асинхронном режиме до 30 мин с пониженной активной нагрузкой, которая определяется испытаниями. Исключение составляют турбогенераторы, имеющие ослабленную конструкцию (наборный ротор, ротор с проволочными бандажами). Для таких СГ в схеме РЗ предусматривается специальная блокировка, отключающая выключатель генератора при отключении автомата гашения поля.

При потере возбуждения у относительно крупного турбогенератора в системе может образоваться дефицит реактивной мощности и произойти нарушение устойчивости параллельной работы генераторов. В этих случаях также должно предусматриваться автоматическое отключение выключателя генератора при отключении его АГП.

Асинхронный режим не допускается и для гидрогенераторов, так как сопровождается значительным понижением напряжения и большими колебаниями тока статора.

Наиболее просто возникновение асинхронного режима выявляется по факту отключения АГП, но могут выполняться и специальные РЗ, например, с помощью направленного реле сопротивления, имеющего круговую характеристику с центром в начале координат [6].

В нормальном режиме работы, когда СГ выдает в сеть активную и реактивную мощность, вектор полного сопротивления на выводах генератора обычно располагается в I квадранте комплексной плоскости сопротивлений. Так как при потере возбуждения генератор потребляет из сети значительную реактивную мощность и продол-

жает нести активную нагрузку, вектор полного сопротивления перемещается в IV квадрант. Для того чтобы обеспечить при этом фиксацию возникновения асинхронного режима, характеристика направленного реле сопротивления размещается в IV квадранте вниз по оси реактивного сопротивления X .

Релейная защита генераторов от потери возбуждения выполняется с помощью одного реле сопротивления. В последние годы для этой цели используется выпускаемый ЧЭАЗ блок реле сопротивления типа БРЭ-2801, выполненный на микроэлектронной базе. В цифровых РЗ зарубежных фирм также предусматривается РЗ от потери возбуждения, фиксирующая в этом режиме перемещение вектора полного сопротивления вниз по оси реактивного сопротивления X (см. далее § 7).

Требования к РЗ генераторов. Защита должна отключать генератор только при тех повреждениях и ненормальных режимах, которые представляют действительную опасность для генератора, т.е. должна быть селективной (избирательной).

Защита генераторов от внутренних повреждений должна быть быстродействующей для того, чтобы уменьшить размеры повреждения машины и не допустить нарушения устойчивости параллельной работы остальных генераторов станции и системы. Защита генераторов должна иметь достаточную чувствительность ко всем видам повреждений в генераторе, а также к коротким замыканиям

на смежных элементах. Последнее необходимо для осуществления резервирования защит и выключателей этих элементов в случаях их бездействия. Защита генераторов должна обладать высокой надежностью.

Особое требование к РЗ генераторов заключается в том, что защита должна воздействовать не только на выключатель, но и на специальное устройство для гашения магнитного поля генератора (АГП).

Гашение магнитного поля осуществляется на всех генераторах высокого напряжения с целью:

прекращения тока КЗ, посылаемого самим генератором при повреждении на его выводах или в обмотке статора;

снижения напряжения на выводах генератора после автоматического отключения его выключателя (сброс нагрузки).

Гашение магнитного поля должно быть быстродействующим и производиться автоматически одновременно с отключением выключателя генератора. Только для СГ мощностью 1 МВт и менее допускается осуществлять АГП при помощи вспомогательных контактов на выключателе SQQ (автомате K), которые замыкаются после отключения выключателя. Для генераторов такой мощности устройство АГП допускается осуществлять упрощенно путем введения гасительного сопротивления $R_{г.в}$ в цепь обмотки возбуждения возбудителя LE (рис. 5, а). Гасительное сопротивление $R_{г.в}$ должно быть в 10 раз больше сопротивления шунтовой обмотки возбудителя LE в горячем состоянии. При введении такого сопротивления ЭДС возбудителя быстро снижается. Однако гашение поля генератора при такой схеме может длиться десятки секунд.

Для ускорения процесса гашения поля на генераторах мощностью 1 – 6 МВт АГП осуществляется одновременным введением гасительных сопротивлений как в обмотку возбуждения возбудителя LE , так и в обмотку возбуждения генератора LG (рис. 5, б). Гасительное сопротивление $R_{г.г}$ должно быть в 4 – 5 раз больше сопротивления обмотки возбуждения генератора в горячем состоянии. Процесс гашения поля при этой схеме длится 6 – 8 с.

На генераторах большей мощности АГП осуществляется специальными аппаратами с гашением дуги в дугогасительной решетке или при помощи переключения обмотки возбуждения генератора на гасительное сопротивление [1, 5]. В ряде случаев РЗ генераторов должна дополнительно действовать на противопожарное устройство, на устройства автоматического останова агрегата и развозбуждения.

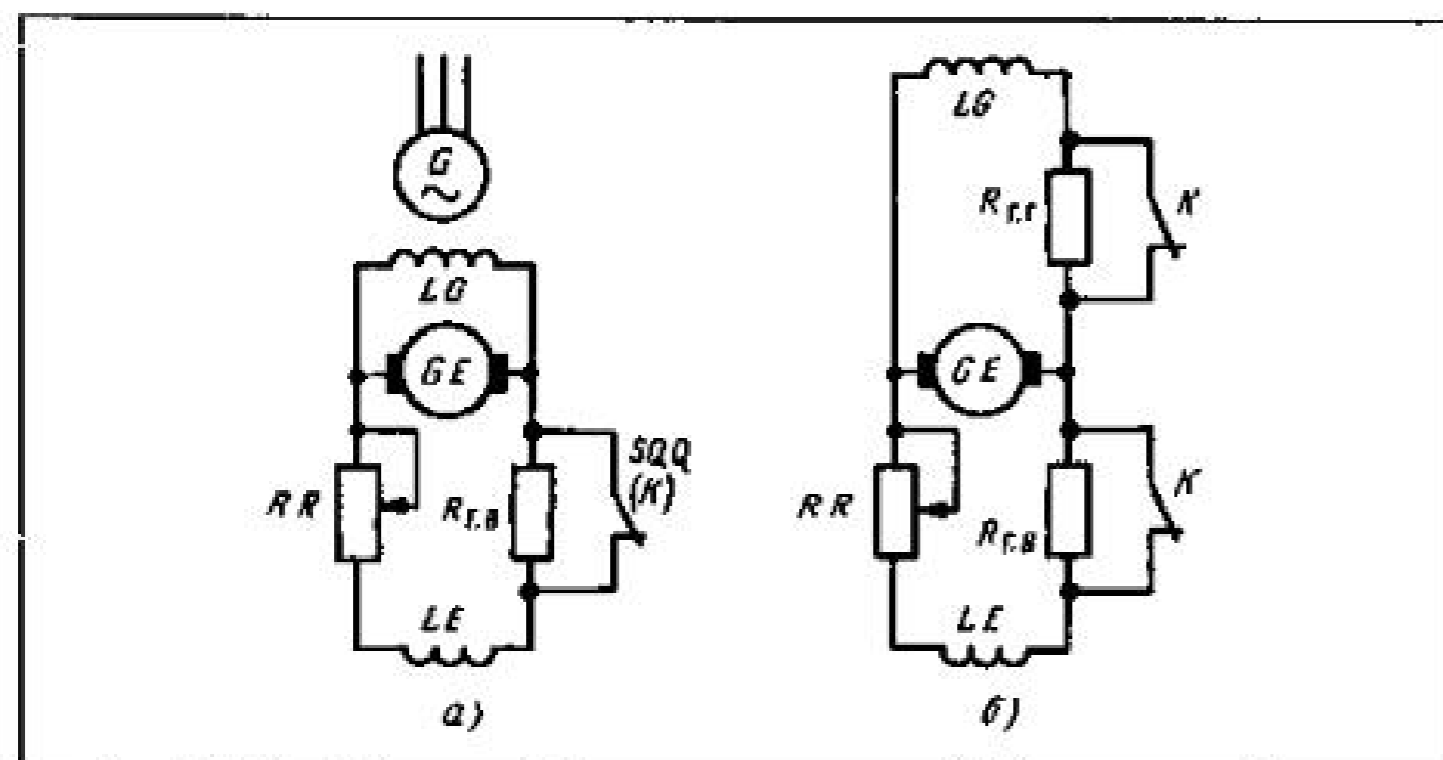


Рис. 5. Принципиальные схемы устройств АГП для генераторов малой мощности: SQQ — вспомогательный контакт выключателя, автомата или контакт контактора K , действующего от защиты

3. Защита генераторов напряжением 3 – 10 кВ мощностью до 30 МВт

Типы защитных устройств. На генераторах высокого напряжения мощностью от 1 до 30 МВт предусматриваются РЗ от следующих видов повреждений и опасных ненормальных режимов [2, 6]:

а) от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;

б) от однофазных замыканий на землю в обмотке статора СГ и на его выводах и от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе — во внешней сети (см. рис. 2, в и д);

в) от сверхтоков в обмотке статора, обусловленных внешними КЗ;

г) от токов в обмотке статора, обусловленных симметричной перегрузкой;

д) от появления второго замыкания на корпус в цепи возбуждения турбогенераторов;

е) от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения (для гидрогенераторов);

ж) от повышения напряжения на зажимах гидрогенератора при внезапных сбросах нагрузки.

Защиты от многофазных замыканий и замыканий на землю в обмотке статора, а также защиты от внешних КЗ и от повышения напряжения действуют на отключение выключателя и АГП генератора. Защиты от внутренних повреждений генератора наряду с этим должны воздействовать на технологические защиты турбины. На гидрогенераторах РЗ от многофазных замыканий и замыканий на землю в обмотке статора должны также действовать на останов агрегата и вводить в действие противопожарное устройство. Допускается производить остановку гидроагрегатов и при действии РЗ от внешних КЗ, от замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения и от повышения напряжения.

Защиты от симметричных перегрузок на электростанциях с обслуживающим персоналом должны действовать на сигнал. На ГЭС без постоянного дежурного персонала эти защиты должны также действовать на разгрузку и, если последняя неэффективна, на отключение выключателя и АГП генератора, а также при необходимости на остановку гидроагрегата.

Для СГ мощностью 1 МВт и менее предусматриваются в основном те же устройства РЗ от многофазных замыканий, однофазных и

двойных замыканий на землю в обмотке статора, от внешних КЗ и симметричной перегрузки, а также от повышения напряжения (для гидрогенераторов). Однако выполняются эти РЗ по упрощенным схемам с минимальным количеством релейной аппаратуры.

Защита от многофазных замыканий в обмотке статора. Для защиты генераторов от многофазных замыканий в обмотке статора применяются следующие типы РЗ:

1) продольная дифференциальная токовая защита на генераторах мощностью свыше 1 МВт, у которых имеются выводы отдельных фаз со стороны нейтрали;

2) токовая отсечка без выдержки времени на СГ мощностью менее 1 МВт, работающих параллельно с другими генерирующими источниками, а также на генераторах большей мощности, не имеющих выводов отдельных фаз со стороны нейтрали статора.

В некоторых случаях для РЗ одиночно работающего генератора от многофазных замыканий в обмотке статора допускается использовать его защиту от внешних КЗ: МТЗ со стороны нулевых выводов генератора, а в случае их отсутствия защиту минимального напряжения (без токовых реле).

Продольная дифференциальная защита СГ основана на принципе сравнения значений и фазы токов в начале и в конце защищаемого элемента. Для выполнения защиты на выводах генератора со стороны шин и со стороны нулевой точки устанавливаются ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации и одного класса точности (рис. 6). В нормальном режиме и при внешних (сквозных) коротких замыканиях (рис. 6, а) через трансформаторы тока TA_I и TA_{II} проходит один и тот же первичный ток I_1 , и в соединительных проводах РЗ циркулируют одинаковые по величине, но противоположные по фазе вторичные токи I_{2I} и I_{2II} . Ток в реле защиты равен разности этих токов:

$$I_p = I_{2I} - I_{2II} = I_{нб} \quad (17)$$

и называется током небаланса. В нормальном рабочем режиме ток $I_{нб}$ обычно очень мал (не превышает 100 мА), вследствие чего защита не срабатывает.

При КЗ в генераторе (рис. 6, б) токи I_{2Ik} и I_{2IIk} складываются и вызывают срабатывание реле дифференциальной защиты АКШ:

$$I_{p.k} = I_{2Ik} + I_{2IIk} = \frac{I_k}{K_I} > I_{c.p.} \quad (18)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{апери}} k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к max}} \quad (20)$$

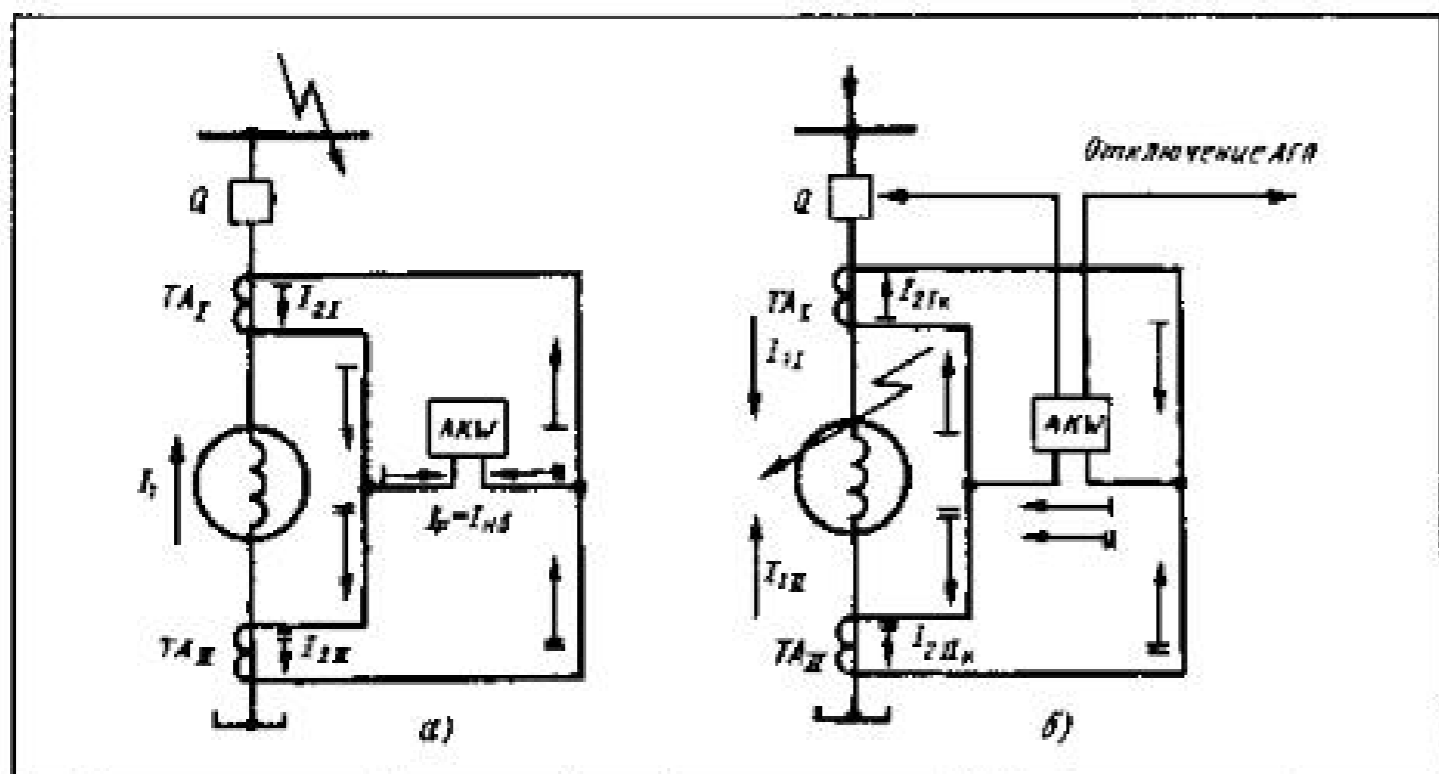


Рис. 6. Принцип действия продольной дифференциальной защиты генератора (условно показан для одной фазы)

Даже при повреждении одиночно работающего генератора $I_{\text{р.к}} = I_{2\text{лк}} > I_{\text{с.р}}$, что обеспечивает надежную работу дифференциальной РЗ и в этом случае.

Ток небаланса $I_{\text{нб}}$, весьма незначительный в нормальном режиме, во много раз возрастает при внешнем КЗ, особенно при КЗ на шинах генераторного напряжения. Это объясняется тем, что при токах КЗ $I_{\text{к}} \gg I_{\text{ном}}$ наиболее резко проявляется различие между намагничивающими токами трансформаторов тока TA_1 и TA_{II} и особенно сильно в переходных режимах, в силу чего эти ТТ работают с различными погрешностями. По этой причине вторичные токи в плечах РЗ $I_{2\text{лк}}$ и $I_{2\text{IIк}}$ могут существенно отличаться друг от друга, а в реле защиты — проходить значительный ток небаланса. Аналогичное увеличение тока небаланса может произойти при токе несинхронного включения СГ в сеть (расчет этого тока см. в Приложении 1).

Для предотвращения неправильного срабатывания продольной дифференциальной защиты при внешних КЗ ток ее срабатывания должен выбираться по условию отстройки от наибольшего возможного расчетного тока небаланса, А:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{нб.расч}} \quad (19)$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, равный 1,3; $I_{\text{нб.расч}}$ — расчетный ток небаланса, А, определяемый по выражению:

где $k_{\text{апери}}$ — коэффициент, учитывающий переходный процесс (наличие апериодической составляющей тока КЗ), принимается равным 1 при выполнении РЗ с цифровыми (микропроцессорными) реле, равным 1 – 1,2 при использовании специальных электромеханических токовых реле серии РНТ-560 или полупроводниковых реле серии РСТ-23 завода ЧЭАЗ и 1,5 – 2,0 при использовании электромеханических токовых реле РТ-40 (или ранее выпускавшихся ЭТ-520) или реле прямого действия типа РТМ; $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности ТТ, принимаемый равным 0,5 при однотипных трансформаторах тока (TA_1 и TA_{II} на рис. 6); ε — полная относительная погрешность трансформаторов тока, принимаемая равной 0,1, так как ТТ и их вторичная нагрузка подбираются таким образом, чтобы погрешность не превышала 10% [2]; $I_{\text{к max}}$ — периодическая составляющая тока (при $t = 0$), проходящего через ТТ защиты при внешнем трехфазном металлическом КЗ на выводах генератора, определяется по выражению (6) или при несинхронном включении СГ в сеть, А.

Для уменьшения небаланса следует подбирать трансформаторы тока TA_1 и TA_{II} с одинаковыми характеристиками намагничивания, а также выравнивать сопротивления плеч дифференциальной РЗ подбором соответствующих сечений жил кабелей. Для отстройки от переходных значений токов небаланса в схемах дифференциальных защит применяются:

а) добавочные активные сопротивления примерно 5 Ом, включаемые последовательно с реле, в тех случаях, когда для дифференциальной защиты используются токовые реле типа РТ-40 (ЭТ-520), эти сопротивления ограничивают апериодическую составляющую тока небаланса при внешних КЗ и ускоряют процесс ее затухания;

б) специальные реле для дифференциальных РЗ серии РНТ-560 (или ранее выпускавшиеся реле ЭТ-561 с ВТН-561) или современные полупроводниковые реле РСТ-23, которые нечувствительны к токам небаланса, обусловленным апериодической составляющей тока КЗ; этим и объясняются различные значения коэффициента $k_{\text{апери}}$ в выражении (20) для разных типов реле.

Для продольной дифференциальной РЗ генераторов малой и средней мощности рекомендуется (а для генераторов большой мощности — обязательно) применение дифференциальных токовых реле серии РНТ-560, которые обеспечивают большую чувствительность и надежность защиты, чем токовые реле РТ-40 с добавочными сопротивлениями.

Применение для продольной дифференциальной защиты СГ (а также крупных двигателей) токовых реле РТ-40 (ЭТ-520) с добавочными сопротивлениями допустимо только в тех случаях, когда расчетные проверки показывают, что при КЗ в генераторе обеспечиваются необходимый коэффициент чувствительности по выражению (22) и надежная (без вибрации) работа токовых реле защиты. Необходимость проверки надежной работы токовых реле РТ-40 (ЭТ-520) для такой схемы (рис. 7, а) вызывается тем, что при КЗ в генераторе ток повреждения проходит через реле и через добавочное сопротивление (5 Ом). Это резко увеличивает вторичную нагрузку ТТ и, следовательно, приводит к значительному возрастанию их погрешностей. Известно, что при больших погрешностях (40 % и более) форма кривой вторичного тока ТТ существенно отличается от синусоидальной, и это может вызвать неустраняемую вибрацию контактов токовых реле серий РТ-40 и ЭТ-520, при которой не обеспечивается их надежное замыкание. Например, реле ЭТ-520 по этой причине могут отказать при токовой погрешности ТТ более 10 % [7]. При выполнении продольной дифференциальной защиты с цифровыми реле или специальными электромеханическими реле серии РНТ-560 или РСТ-23 расчетная проверка надежности их срабатывания при КЗ в зоне действия защиты не требуется. Продольная дифференциальная токовая РЗ генераторов с непосредственным охлаждением обмоток статора должна настраиваться на ток срабатывания не более $0,2 I_{Г.ном}$. При косвенном охлаждении обмоток статора гидрогенераторов их дифференциальная РЗ должна настраиваться на ток срабатывания меньше номинального тока генератора, а для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток статора допускается настраивать эту защиту на ток срабатывания больше номинального тока генератора (предусматривая при этом контроль исправности токовых цепей защиты), А:

$$I_{с.з} \geq (1,3 \div 1,4) I_{Г.ном} \quad (21)$$

Этим предотвращается возможность неправильного действия РЗ при обрыве соединительных проводов или повреждении одного из ТТ, но чувствительность РЗ снижается.

Продольная дифференциальная РЗ должна обеспечивать высокий коэффициент чувствительности при КЗ на выводах генератора:

$$k_{ч} = \frac{I_{к. min}}{I_{с.з}} \geq 2, \quad (22)$$

где $I_{к. min}$ — периодическая составляющая тока КЗ (для $t = 0$) при металлическом двухфазном КЗ на выводах генератора, А.

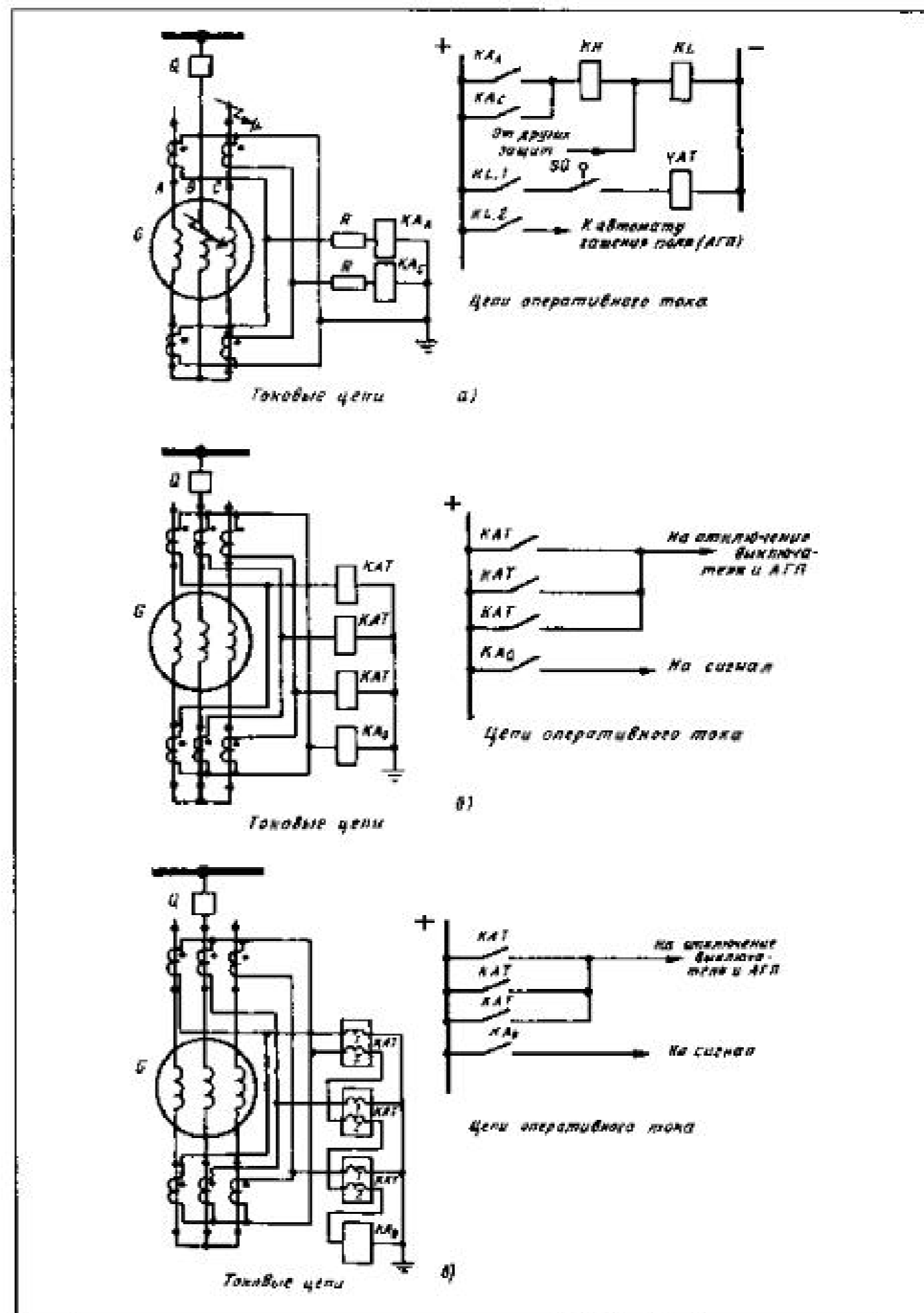


Рис. 7. Схемы продольной дифференциальной защиты генератора: а — в двухфазном исполнении с реле типа РТ-40 и добавочными сопротивлениями R; б — в трехфазном исполнении с реле типа РНТ; в — специальная схема с током срабатывания меньше номинальной (схема В. А. Семенова)

Проверка чувствительности производится для двух возможных случаев:

1) при повреждении одиночно работающего генератора ток к месту двухфазного КЗ подходит только от генератора и определяется по (9); в этом случае требование чувствительности дифференциальной РЗ всегда выполняется;

2) при повреждении генератора, включаемого в сеть методом самосинхронизации, ток к месту КЗ приходит только из сети; при маломощной ЭЭС или на удаленных от ЭЭС электростанциях ток КЗ и, следовательно, коэффициент чувствительности могут оказаться значительно меньше, чем в первом случае.

Схемы выполнения дифференциальной РЗ приведены на рис. 7. Двухфазная двухрелейная схема (рис. 7, а) не реагирует на двойные замыкания на землю, если одно из замыканий произошло в генераторе на той фазе, где нет ТТ (обычно фаза В). Поэтому эта схема применяется только на тех генераторах, которые имеют мгновенную РЗ от двойных замыканий на землю. Кроме того, применение этой схемы допустимо лишь при условии обеспечения достаточной чувствительности защиты и надежного (без вибрации) замыкания контактов реле РТ-40 при КЗ в генераторе, о чем говорилось выше.

Трехфазная трехрелейная схема продольной дифференциальной РЗ (рис. 7, б) является наиболее надежной, так как реагирует на все виды КЗ. При многофазных КЗ в генераторе одновременно срабатывают три или два реле. Применение специальных реле серии РНТ обеспечивает надежную работу защиты при повреждениях в генераторе с большими токами КЗ.

Реле KA_0 , включенное в нулевой провод защиты, контролирует исправность соединительных проводов. Ток срабатывания этого реле устанавливается $(0,2 - 0,3)I_{г.ном}$.

Цифровая дифференциальная защита СГ может осуществляться модулем SPCD 3D53 в реле серии SPAD фирмы АВВ. Схема включения этого реле показана на рис. 29 (см. §7).

Для предотвращения срабатывания продольной дифференциальной РЗ с током срабатывания меньше номинального при обрыве соединительных проводов применяют специальную схему включения реле РНТ-560, предложенную В. А. Семеновым (рис. 7, в). Особенностью этой схемы является высокая чувствительность РЗ при междуфазных КЗ в статоре генератора ($I_{с.з} \approx 0,55I_{г.ном}$) и пониженная в 2 раза чувствительность при обрыве одного из соединительных проводов. Это достигается дополнительным включением в нулевой провод дифференциальной РЗ уравнительных обмоток дифференциальных реле серии РНТ-560. При обрыве провода, например

фазы А, по рабочей ($\omega_{раб}$) и нулевой (ω_0) обмоткам реле (1 и 2) этой фазы проходит вторичный ток нагрузки генератора $I_{г.ном}$, создавая встречно направленные магнитодвижущие силы (МДС) $I_{г.ном}\omega_{раб}$ и $I_{г.ном}\omega_0$; $\omega_{раб} = 2\omega_0$.

Числа витков подобраны таким образом, что результирующая МДС оказывается недостаточной для срабатывания этого реле. Магнитодвижущая сила, создаваемая нулевыми обмотками двух других реле, также недостаточна для их срабатывания, и защита бездействует.

В случаях междуфазных КЗ в статоре генератора ток в нулевом проводе РЗ практически отсутствует и, следовательно, в реле отсутствуют МДС, создаваемые нулевыми обмотками реле. При этом для срабатывания реле требуется в 2 раза меньший ток, чем при обрыве соединительных проводов, т.е. обеспечивается высокая чувствительность защиты.

Недостатком схемы на рис. 7, в является снижение ее чувствительности при двойных замыканиях на землю (см. рис. 2, д) в 2 раза по сравнению с чувствительностью к междуфазным КЗ. Для генераторов, оборудованных специальной быстродействующей защитой от двойных замыканий на землю, этот недостаток не является существенным.

Многолетний опыт эксплуатации дифференциальных защит генераторов показывает, что из схем, приведенных на рис. 7, наиболее простой и надежной является схема на рис. 7, б, которая рекомендуется сейчас к применению наряду со схемами, где могут быть использованы цифровые реле. При настройке дифференциальной защиты на ток срабатывания меньше номинального тока генератора, т.е.

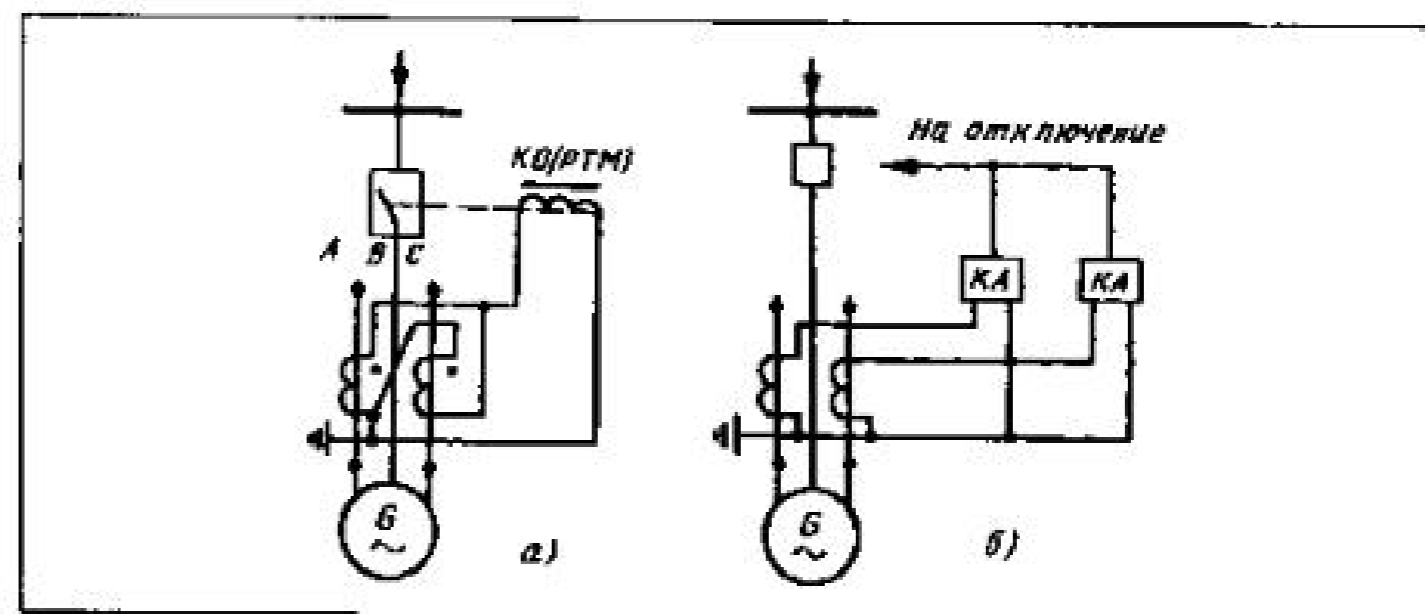


Рис. 8. Схемы максимальной токовой отсечки генератора

только по условию (19), обеспечивается наиболее высокая чувствительность этой защиты.

Токовая отсечка, применяемая как простая быстродействующая защита от многофазных КЗ в обмотке статора генератора или на его выводах, выполняется с помощью одного, двух или трех токовых реле, включенных на два или три ТТ со стороны выводов генератора, обращенных к шинам (рис. 8).

Отсечка действует за счет тока, приходящего от параллельно работающих генерирующих источников при КЗ в защищаемом генераторе.

Токовая отсечка на рис. 8, а выполнена с помощью одного реле прямого действия КО (РТМ), включенного на разность токов двух фаз А и С (с целью сокращения количества реле). Такая схема применяется на генераторах с малоотстаивающей нагрузкой.

Токовая отсечка на рис. 8, б выполнена по схеме неполной звезды с двумя токовыми реле косвенного действия КА типа РТ-80 (реже применяется РТ-40).

Чувствительность отсечки определяется по металлическому КЗ между двумя фазами на выводах защищаемого генератора в режиме его параллельной работы с другими генераторами или ЭЭС. При этом ЭЭС учитывается в минимальном режиме и число параллельно работающих генераторов также берется минимальным. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р min}}}{I_{\text{ср}}} \approx 2, \quad (23)$$

где $I_{\text{р min}}$ — периодическая составляющая расчетного тока КЗ в реле, А; $I_{\text{ср}}$ — ток срабатывания реле, А.

Следует напомнить, что ток срабатывания реле для схемы включения реле на разность токов двух фаз (рис. 8, а) определяется по выражению:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{ср}} k_{\text{сх}}^{(3)}}{K_I} = \frac{I_{\text{ср}} \sqrt{3}}{K_I}, \quad (24)$$

где K_I — коэффициент трансформации ТТ; $k_{\text{сх}}^{(3)}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме.

Чувствительность для такой схемы РЗ определяется по двухфазному КЗ между фазами А и В или В и С, когда реле обтекается током только одной фазы и $k_{\text{сх}}^{(2)} = 1$:

$$I_{\text{р min}} = \frac{I_{\text{к min}}}{K_I}. \quad (25)$$

Чувствительность РЗ, выполненной по рис. 8, а, в $\sqrt{3}$ раз меньше, чем у защиты по рис. 8, б, для которой коэффициент схемы всегда равен 1.

При недостаточной чувствительности отсечки, выполненной по рис. 8, б ($k_{\text{ч}} < 2$), следует рассмотреть вопрос о применении продольной дифференциальной защиты [2].

Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора или на его выводах. Выполнение этой защиты на генераторах мощностью до 30 МВт, работающих на шины генераторного напряжения 3 – 10 кВ, зависит от режима (способа) заземления нейтрали в электрически связанной сети этого напряжения. В России наиболее часто используются режимы работы сетей 3 – 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью, но в последние годы допускается и режим работы с нейтралью, заземленной через активное сопротивление — резистор [1].

Работа кабельных сетей генераторного напряжения 6 кВ с изолированной нейтралью допускается при условии, что суммарный ток в месте однофазного замыкания на землю не превысит 30 А, а для сетей напряжением 10 кВ это значение не должно превышать 20 А [1]. Значение суммарного емкостного тока замыкания на землю для известной сети может быть определено экспериментально, а также, приближенно, по параметрам электрического оборудования, главным образом кабелей, которые могут быть включены на шины генераторного напряжения. В табл. 2 приведены удельные значения емкостных токов в кабельных сетях 6 – 10 кВ в зависимости от сечения жил кабелей.

В тех случаях, когда значение суммарного емкостного тока при замыкании на землю в сети генераторного напряжения превосходит допустимое, сеть должна работать в режиме компенсированной нейтрали. Для этого устанавливают дугогасящий реактор (катушку индуктивности) — ДГР, который должен, как правило, полностью компенсировать емкостной ток основной частоты в месте однофазного замыкания на землю [1]. Однако, независимо от значения ем-

Таблица 2. Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельные значения емкостного тока $I_{\text{с}}$, А/км, при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

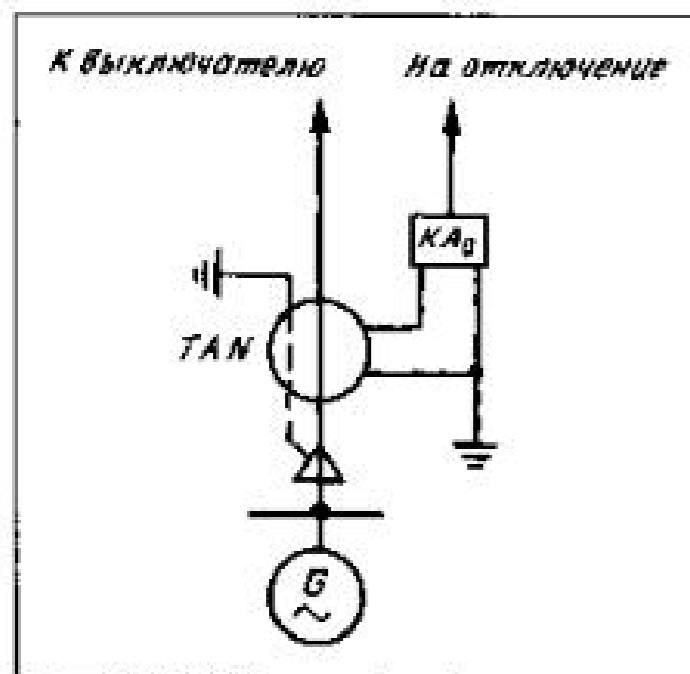


Рис. 9. Схема защиты генератора от однофазных замыканий на землю без выдержки времени

костных токов при замыканиях на землю, на генераторах должна быть выполнена селективная защита от этого весьма частого вида повреждения, а также селективная защита от двойных замыканий на землю [2]. Способы выполнения этих защит различны. Рассмотрим некоторые из них.

Токовая ненаправленная защита. Для генераторов небольшой мощности РЗ от однофазных замыканий на землю с действием на отключение генератора может быть выполнена с помощью кабельного ТТ нулевой последовательности TAN (типов ТЗЛ, ТЗР, ТЗЛМ или др.), на вторичную обмотку которого включается токовое реле KA_0 специального исполнения (рис. 9).

(типов ТЗЛ, ТЗР, ТЗЛМ или др.), на вторичную обмотку которого включается токовое реле KA_0 специального исполнения (рис. 9).

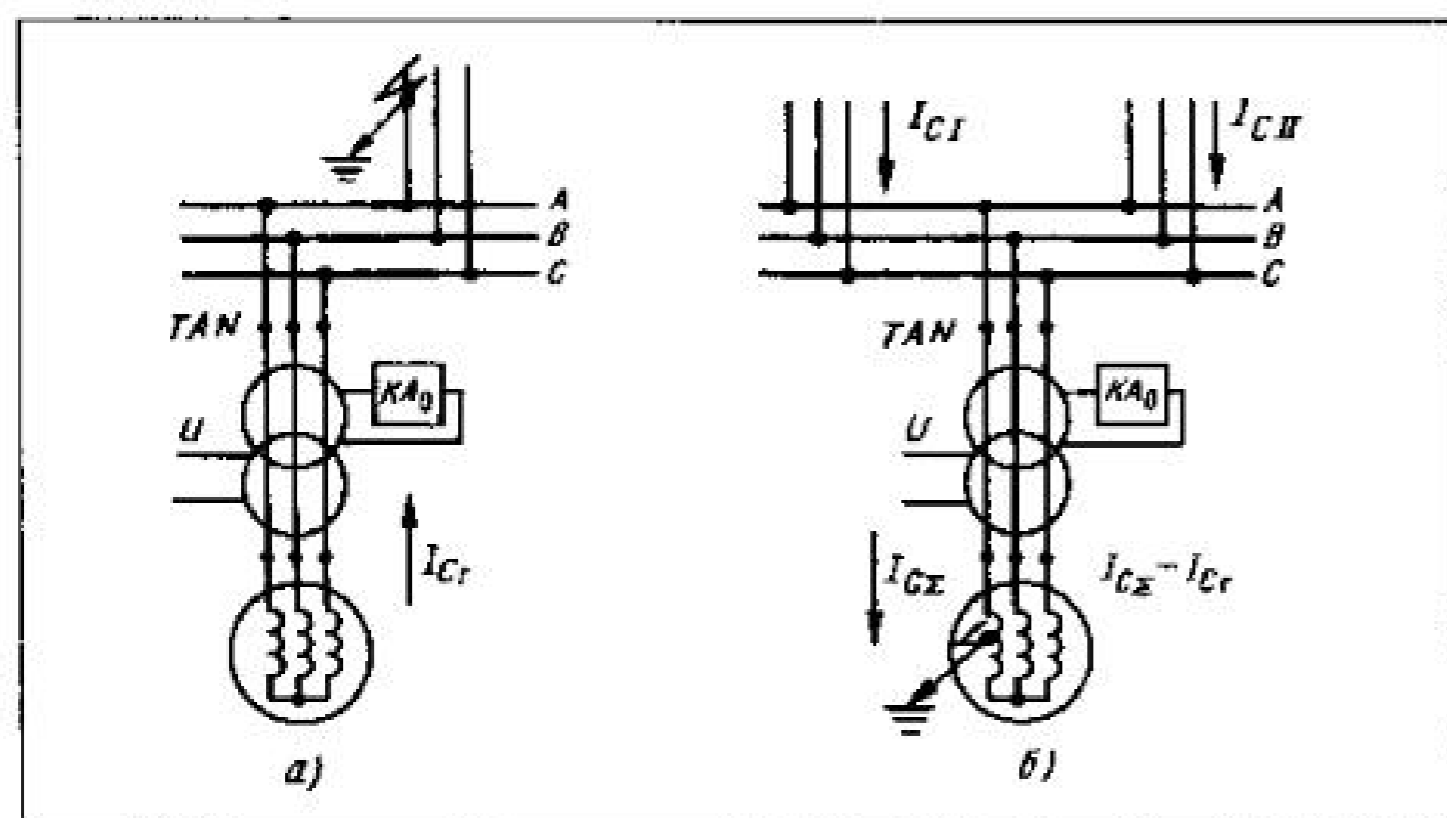


Рис. 10. Случаи замыканий на землю в сети генераторного напряжения: а — внешнее замыкание; б — замыкание на землю в защищаемой зоне (в генераторе); $I_{CГ}$ — собственный емкостной ток генератора; $I_{CЗ}$ — суммарный емкостной ток сети; $I_{CГ}$, $I_{CП}$ — емкостные токи кабельных линий

В нормальном режиме и при междуфазных КЗ сумма токов, проходящих по всем фазам генератора, равна нулю. При этом магнитный поток в сердечнике трансформатора тока нулевой последовательности TAN также равен нулю и ток в реле KA_0 отсутствует. При однофазном замыкании на землю в генераторе суммарный емкостной ток сети проходит только по одной из фаз кабеля, вызывая ток в реле KA_0 .

Однако ток в этом реле будет проходить и в случаях однофазного замыкания на землю на любом другом присоединении сети генераторного напряжения, т.е. при “внешнем” замыкании в сети, за счет собственного емкостного тока генератора, который может быть подсчитан по формуле (15) или взят из паспортных данных генератора (например из табл. 1). Очевидно, что для обеспечения селективной работы этой РЗ в случаях внешних замыканий на землю, она не должна срабатывать (рис. 10, а), а при замыканиях в генераторе — надежно срабатывать за счет суммарного емкостного тока в сети $I_{CЗ}$ (рис. 10, б).

Условия несрабатывания РЗ называют отстройкой от собственного емкостного тока присоединения, в данном случае генератора, и оно может быть представлено формулой, А:

$$I_{C.з} \geq k_H k_{бр} I_{CГ}, \quad (26)$$

где $I_{CГ}$ — собственный емкостной ток генератора в установившемся режиме однофазного замыкания на землю на шинах генераторного напряжения или на одном из присоединений, А; k_H — коэффициент надежности, принимаемый обычно около 1,2; $k_{бр}$ — коэффициент “броска”, учитывающий апериодическую составляющую емкостного тока генератора в момент возникновения внешнего замыкания на землю и способность реле реагировать на этот бросок емкостного тока: для электрохимического реле РТ-40 равным 3 — 5, для полупроводникового (аналогового) реле РТЗ-51 — не менее 2, а для цифрового реле, например серии SPACOM фирмы АВВ — немного более 1.

Важно отметить, что в цифровых реле и терминалах многих зарубежных фирм, в том числе концерна АВВ (реле серий RE и SPACOM и, в частности, SPAC-800 российского предприятия “АВВ Реле — Чебоксары”), имеется специальная очень крутая времятоковая характеристика срабатывания с обратозависимой выдержкой времени RXIDG, по стандарту МЭК, предназначенная для обеспечения селективной работы ненаправленной РЗ поврежденного присоединения при замыканиях на землю. Селективность работы защит обеспечивается за счет значительной разницы во времени сра-

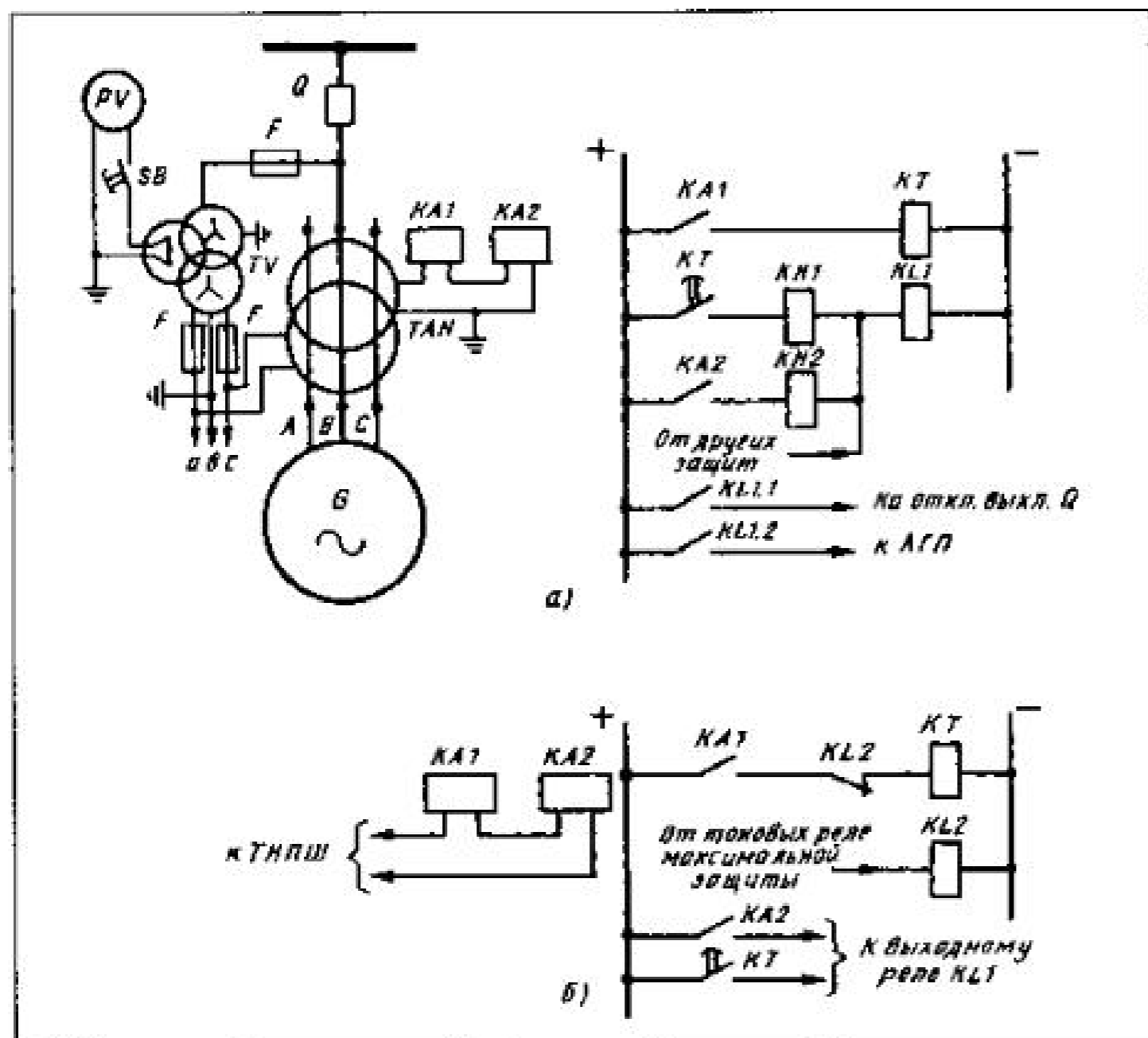


Рис. 11. Схемы защиты генератора от замыканий на землю

батывания реле на поврежденном присоединении, по которому проходит с умма емкостных токов всех неповрежденных присоединений, и остальных реле, реагирующих только на собственный емкостной ток присоединения при внешнем замыкании на землю. Например, емкостной ток генератора $I_{CГ}$ равен 0,4 А, ток срабатывания цифровой защиты выбираем по (26) около 0,6 А, а суммарный емкостной ток сети $I_{CС}$ (кроме тока от поврежденного генератора) составляет 1,8 А, причем наибольший собственный емкостной ток присоединения равен 0,5 А. По одной из времятоковых характеристик из семейства RXIDG, выбранной заранее, время срабатывания РЗ на генераторе составит менее 0,1 с в соответствии с кратностью тока $1,8/0,6 = 3$, а на неповрежденном фидере с наибольшим значением емкостного тока аналогичная защита могла бы сработать лишь за время более 1 с. Таким образом, поврежденный генератор отклю-

чится значительно быстрее, чем могли бы сработать аналогичные РЗ на неповрежденных присоединениях. При таком соотношении токов замыкания на землю будет также обеспечен высокий коэффициент чувствительности РЗ поврежденного генератора, который вычисляется по формуле (22). Однако такое соотношение токов при замыканиях на землю и использование современных ненаправленных цифровых реле не всегда возможно, и поэтому приходится использовать более сложные РЗ генераторов от замыканий на землю, которые рассмотрены далее.

Защиты с использованием ТНП с подмагничиванием. Для повышения чувствительности защиты генераторов от замыканий на землю во многих случаях использованы РЗ со специальными трансформаторами тока нулевой последовательности с подмагничиванием (типов ТНП и ТНПШ). Трансформатор тока типа ТНП состоит из двух прямоугольных сердечников, набранных из листов стали. На сердечниках расположены вторичная (релейная) обмотка и обмотка подмагничивания. Подмагничивание стали от постороннего источника (обычно от ТН генератора) увеличивает мощность, отдаваемую ТТ в 10 – 15 раз, и тем самым повышает чувствительность защиты. При таком выполнении защита может реагировать на первичные токи замыкания на землю, начиная с 2 А.

Для правильной работы защиты с ТНП и ТНПШ необходимо тщательно выполнять указания по их монтажу и эксплуатации.

Схемы РЗ от замыканий на землю с применением ТНП (ТАН) и ТНПШ с подмагничиванием приведены на рис. 11. На рис. 11, а показана схема РЗ для генератора с кабельными выводами. Реле тока $KA1$ и реле времени KT осуществляют защиту от однофазных замыканий, реле тока $KA2$ — мгновенную защиту от двойных замыканий на землю. Реле времени KT обеспечивает несрабатывание защиты при переходных процессах однофазного замыкания.

На рис. 11, б показана схема РЗ для генератора с шинными выводами. В отличие от предыдущей схемы здесь имеется автоматический вывод (блокировка) защиты от однофазных замыканий на землю (реле $KA1$) при действии максимальной токовой защиты от внешних многофазных КЗ (реле $KL2$). Необходимость блокировки объясняется тем, что при многофазных замыканиях во внешней сети во вторичной обмотке ТНПШ возрастают токи небаланса, обусловленные несимметрией расположения первичных токопроводов ТНПШ. Это может привести к неселективному отключению генератора защитой с ТНПШ при междуфазных КЗ в сети, поскольку время действия этой защиты (1 – 2 с), как правило, меньше времени действия МТЗ элементов внешней сети.

В схемах этих РЗ предусматривается вольтметр PV с кнопкой SB , подключаемый к специальной обмотке TV , соединенной по схеме фильтра напряжения нулевой последовательности. По показаниям вольтметра можно приблизительно определить, в какой части обмотки статора произошло замыкание на землю. Чем дальше место замыкания от нулевой точки генератора, тем выше показания прибора. Вольтметр позволяет также убедиться в отсутствии замыкания в генераторе перед его включением в сеть.

Защита от замыкания на землю с ТНП и ТНПШ является ненаправленной защитой. Ток в реле KA_0 (см. рис. 10) проходит как при однофазном замыкании в генераторе, так и при замыкании во внешней сети. При внешнем однофазном замыкании (рис. 10, а) ток в реле обусловлен собственным емкостным током генератора I_{CT} и тем больше, чем выше напряжение и мощность генератора. Для правильной работы РЗ необходимо, чтобы ее ток срабатывания был больше I_{CT} .

Ток срабатывания РЗ от однофазных замыканий на землю, выполненной по схемам на рис. 11, выбирается по следующим условиям:

1) первичный ток срабатывания не должен превышать 5 А для предотвращения повреждения статора [1]:

$$I_{c.з} \leq 5 \text{ А}; \quad (27)$$

2) первичный ток срабатывания должен быть больше тока, проходящего через ТНП при внешнем однофазном замыкании на землю на одной из линий и одновременном двухфазном КЗ на другой линии, и подсчитывается по выражению, А:

$$I_{c.з} \geq \frac{1}{k_{\text{в}}} (2I_{CT} + 1,5I_{\text{нб}}), \quad (28)$$

где I_{CT} — собственный емкостный ток генератора, определяемый по выражению (15), А; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата, равный 0,8 для реле РТ-40/0,2 и не менее 0,5 (практически 0,7) для реле ЭТД-551; $I_{\text{нб}}$ — приведенный к первичной стороне ТНП ток небаланса, обусловленный конструктивными особенностями ТНП и ТНПШ с подмагничиванием [8], А.

Для практических расчетов можно принимать: для ТНП кабельного типа $I_{\text{нб}} \approx 1$ А (первичный), для ТНПШ (шинного типа) при наличии блокировки (рис. 11, б) $I_{\text{нб}} \approx 1,5$ А при параллельном соединении обмоток реле ЭТД-551/60.

Одним из путей повышения чувствительности РЗ от однофазных замыканий на землю является применение токового реле с повышенным коэффициентом возврата, например, специального токового реле для таких защит типа РТЗ-51 с $k_{\text{в}} \approx 0,93$ (завод ЧЭАЗ). Время действия защиты (реле КТ на рис. 11) выбирается равным 1 – 2 с.

Защита от двойных замыканий на землю (реле KA_2 на рис. 11) является обязательной для генераторов, у которых продольная дифференциальная РЗ выполнена в двух фазах (см. рис. 7, а). Однако опыт эксплуатации указывает на целесообразность установки этой защиты и при трехфазном исполнении продольной дифференциальной РЗ, так как защита от двойных замыканий весьма проста и наряду с этим обладает в несколько раз большей чувствительностью, чем продольная дифференциальная защита. Первичный ток срабатывания защиты от двойных замыканий на землю принимается около 100 А (без расчета).

Селективная защита типа ЗГНП от замыканий на землю в обмотке статора турбогенераторов, работающих на сборные шины, в сети с компенсированной нейтралью. Защита генератора нулевой последовательности ЗГНП разработана во Всероссийском научно-исследовательском институте ВНИИЭ (А. И. Левиуш, В. Г. Алексеев) и предназначена для защиты турбогенераторов от однофазных и двойных замыканий на землю в цепи статора генератора. Она разработана взамен защиты типа БРЭ 1301.03 [6], в которой были выявлены недостатки. Основные из них следующие: защита не предназначена для действия при двойных замыканиях на землю, реагирует только на устойчивые замыкания, близкие к металлическим; на генераторах, имеющих тиристорную систему возбуждения, требуется установка отдельного дополнительного трехфазного комплекта ТТ.

Новый блок защиты ЗГНП не имеет этих недостатков, и, что очень важно, не требует установки в цепи генератора трансформатора тока нулевой последовательности шинного типа с подмагничиванием типа ТНПШ, о котором говорилось выше (см. рис. 11). Дело в том, что использование ТНПШ затруднено на генераторах, имеющих экранированные шинопроводы, а также в том, что защита с ТНПШ не может обеспечить полный охват обмотки статора и имеет “мертвую зону” вблизи нейтрали генератора, т.е. не срабатывает при однофазных замыканиях в этой зоне. По этим и другим причинам ТНПШ сняты с производства.

Блок защиты ЗГНП предназначен для селективной РЗ генераторов, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения в сети с компенсированной нейтралью. Блок обеспечивает защиту 100 % обмотки статора. Зона действия блока ЗГНП со-

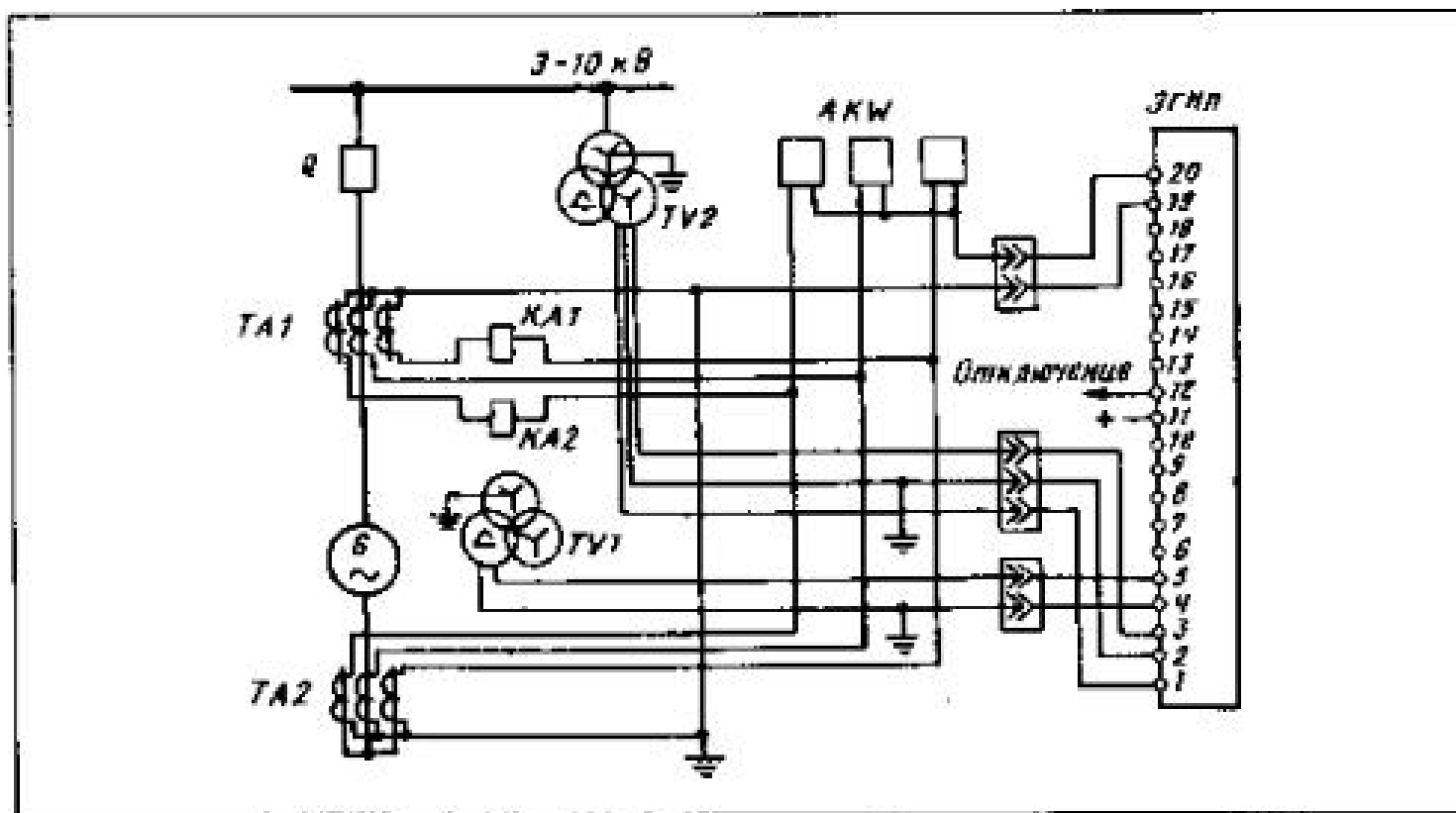


Рис. 12. Схема подключения внешних цепей блока защиты типа ЗГНП

ответствует зоне действия дифференциальной защиты генератора. Блок защиты ЗГНП чувствителен как к устойчивым замыканиям на землю, так и к повторно-кратковременным замыканиям, характерным для начальной стадии повреждения изоляции, а также к двойным замыканиям на землю с одной точкой в обмотке статора защищаемого генератора, а второй — во внешней сети (см. рис. 2, д). При двойных замыканиях на землю блок защиты реагирует на составляющую тока промышленной частоты, при однофазных замыканиях — на высшие гармонические составляющие тока. Защита имеет две ступени: первая ступень предназначена для действия при двойных замыканиях на землю, а вторая — при однофазных замыканиях на землю. Пуск защиты комбинированный — по составляющей промышленной частоты и по гармонике 150 Гц напряжения нулевой последовательности. При токах КЗ, превышающих 1,5-кратный номинальный ток генератора, защита ЗГНП блокируется. Для блокировки предусматриваются два внешних токовых реле, включаемых на фазные токи генератора (КА1 и КА2 на рис. 12).

Блок защиты ЗГНП по цепям тока включается в нулевой провод дифференциальной защиты генератора. По цепям напряжения нулевой последовательности блок защиты включается на трансформатор напряжения ТВ1 генератора (обмотка, соединенная в разомкнутый треугольник). По цепям питания блок защиты включается на два линейных напряжения трансформатора напряжения ТВ2 секции шин, на которую работает генератор.

Основные технические параметры блока ЗГНП (по материалам ВНИИЭ, 1999 г.).

1. Чувствительность защиты обеспечивается при работе генератора в сети с минимальным емкостным током, без учета компенсации — не менее 0,5 % номинального тока ТТ генератора (например, при ТТ 5000/5 расчетный емкостный ток сети должен быть не менее 25 А).

2. Ток срабатывания второй ступени защиты (вторичный) в диапазоне частот 150 – 1200 Гц в установившемся режиме — от 0,3 до 4 мА. Ток срабатывания устанавливается при настройке блока защиты на работающем генераторе, путем отстройки от существующего тока небаланса в дифференциальной цепи.

3. Напряжение срабатывания пускового органа 15 В на частоте 50 Гц и 1 В на частоте 150 Гц.

4. Диапазон токов работы первой ступени РЗ при двойных замыканиях на землю — от 150 А до 1,5-кратного номинального тока генератора. При больших токах двойного замыкания должна действовать дифференциальная РЗ генератора. Ток срабатывания РЗ при двойных замыканиях устанавливается при настройке РЗ после изготовления по заданному значению первичного тока и известному коэффициенту трансформации ТТ генератора.

5. Выдержка времени на срабатывание второй ступени РЗ при устойчивом замыкании на землю — 0,5 с.

6. Выдержка времени на срабатывание первой ступени РЗ при двойных замыканиях на землю — 0,2 с.

7. При повторно-кратковременных замыканиях вторая ступень блока РЗ действует без выдержки времени после шестого замыкания, при условии, что пауза между любыми повторными замыканиями не превышает 0,4 с.

8. Сопротивление цепи тока блока защиты — не более 0,4 Ом.

9. Мощность, потребляемая по цепям напряжения нулевой последовательности, — не более 1 В · А.

10. Мощность, потребляемая по цепям питания, — не более 10 В · А от фаз АВ и 10 В · А от фаз ВС.

11. Выходное реле блока РЗ обеспечивает коммутацию индуктивной нагрузки с постоянной времени не более 0,02 с при токе 0,1 А и напряжении 220 В постоянного тока.

12. Блок РЗ имеет встроенное устройство для тестового контроля исправности; ЗГНП выполнен на микроэлектронной элементной базе.

Защита генераторов от замыкания на землю в компенсированных сетях 6 и 10 кВ, использующая низкочастотные составляющие тока

нулевой последовательности, порождаемые перемежающимися однофазными замыканиями на землю. Эта защита разработана в Томском политехническом университете и имеет многолетний положительный опыт эксплуатации на ряде ЭС [11]. Защита на генераторах и на отходящих кабельных линиях выполнена в виде полупроводникового реле максимального тока в области низких частот (25 Гц) и подключается либо к кабельному ТНП (ТАН на рис. 9), либо к трехтрансформаторному фильтру токов нулевой последовательности, составленному из трех типовых ТТ в фазах А, В и С. Защита, основанная на измерении низкочастотных гармоник, отстроена от токов небаланса этого фильтра в рабочем режиме генератора. Работу защиты в случаях устойчивых однофазных замыканий на землю обеспечивает специальный источник контрольного тока 25 Гц, наложенного на ток промышленной частоты.

Сигнализация при появлении однофазных замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности. На всех ЭС имеется так называемое устройство контроля изоляции, например, в виде вольтметра PV, включенного на специальную обмотку шинного ТН, соединенную по схеме разомкнутого треугольника (см. рис. 11). В нормальном симметричном режиме на выводах этой обмотки значение напряжения небаланса составляет менее 1 В. К этой же обмотке подключается реле максимального напряжения, которое срабатывает на сигнал при однофазном замыкании на землю в электрически связанной сети, поскольку возникшее напряжение нулевой последовательности составляет десятки вольт вплоть до 100 В при металлическом замыкании на землю. При получении сигнала "Земля в сети" оперативный дежурный персонал поочередно отключает и включает все присоединения. В момент отключения поврежденного присоединения этот сигнал исчезает. Надо отметить, что производство переключений во время однофазного замыкания в сети является опасным, так как при возникающих в это время перенапряжениях на здоровых фазах сети весьма вероятен пробой изоляции на другой фазе на другом присоединении (двойное замыкание на землю, рис. 2, д) или на этом же присоединении (двухфазное КЗ, рис. 2, б).

Эти повреждения сопровождаются РЗ на отключение одного или двух выключателей в то время, когда дежурный электрик производит операции с выключателями, находясь в распределительном устройстве 3 – 10 кВ. Поэтому на большинстве ЭС выполнена селективная сигнализация, позволяющая определить поврежденный элемент без поочередных отключений.

В компенсированных сетях для этой цели используется устройство УСЗ-3М завода ЧЭАЗ, с помощью которого дежурный персонал

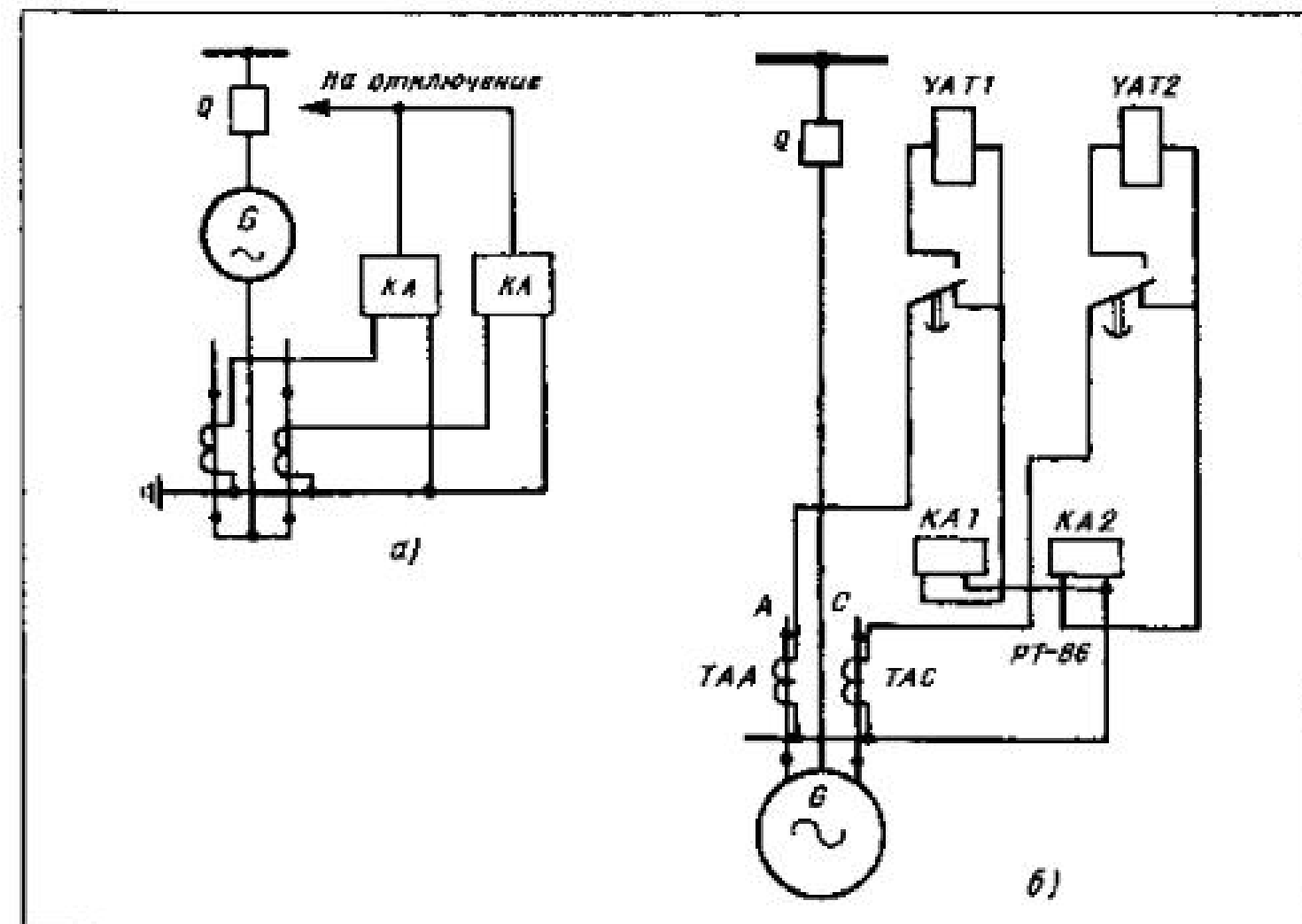


Рис. 13. Схема включения токовых реле максимальной защиты от внешних КЗ: а — включение реле со стороны нейтрали генератора; б — включение реле со стороны выводов генератора, обращенных к шинам

поочередно измеряет на всех элементах сети значения высших гармоник в токе замыкания на землю, а затем путем их сравнения выявляет наибольшее значение, которое и указывает на поврежденное присоединение. При большом количестве присоединений этот процесс может занимать много времени. Имеются устройства, позволяющие автоматизировать этот процесс, например, КДЗС (Мосэнерго).

Защита от однофазных замыканий для генераторов, работающих в сети с резистивным заземлением нейтрали. При заземлении нейтрали сети 3 – 10 кВ через резистор активная составляющая тока однофазного замыкания на землю складывается (геометрически) с суммарной емкостной составляющей тока и проходит по поврежденному присоединению к месту пробоя изоляции. Подбор сопротивления резистора и, следовательно, значения тока замыкания на землю желательно произвести таким образом, чтобы имелась возможность выполнить на всех присоединениях, в том числе на генераторах, простую ненаправленную МТЗ. Селективная работа такой защиты может быть обеспечена отстройкой от собственного емкостного

тока присоединения по условию (26) при внешних повреждениях и высокой чувствительностью при замыканиях в зоне действия за счет "добавки" тока резистора к суммарному емкостному току сети. Селективность может быть обеспечена и путем использования цифровых реле с очень крутой времятоковой характеристикой RXIDG, о которой сказано выше.

Действия защиты от однофазных и двойных замыканий на землю. В соответствии с Правилами [2] защиты от однофазных замыканий на землю должны действовать на деление шин генераторного напряжения с выдержкой времени около 0,5 с (B_1 на рис. 4) и с выдержкой времени около 1 с на отключение генератора и гашение его поля с помощью АГП (B_2 на рис. 4). Защита от двойных замыканий на землю должна действовать на отключение генератора и гашение его поля без выдержки времени.

Защита от внешних КЗ. В соответствии с Правилами [2] для генераторов мощностью до 1 МВт на напряжение выше 1000 В в качестве защиты от внешних КЗ должна быть выполнена МТЗ, присоединяемая к ТТ со стороны нейтрали (рис. 13, а). Допускается применение упрощенной минимальной защиты напряжения (без реле тока, как показано на рис. 15).

Для защиты генераторов мощностью от 1 до 10 МВт от внешних КЗ (симметричных и несимметричных) и для резервирования защит генератора от внутренних повреждений Правила [2] предусматривают выполнение МТЗ в двухфазном двухрелейном исполнении с комбинированным пуском напряжения, выполненным с одним минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение, и одним устройством фильтр-реле напряжения обратной последовательности, разрывающим цепь катушки минимального реле напряжения (см. рис. 16).

Защита генераторов мощностью более 1 МВт от токов, обусловленных внешними КЗ, должна быть выполнена с соблюдением требований [2]: защиту следует, как правило, присоединять к ТТ, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали.

Допускается, например, на генераторах с частотным пуском и торможением присоединять МТЗ обратной последовательности и дистанционную защиту к ТТ, установленным на выводах генератора, обращенным к сборным шинам (в этом случае должна предусматриваться дополнительная резервная защита, включаемая на ТТ со стороны нейтрали генератора и предназначенная для резервирования дифференциальной РЗ при повреждениях генератора, отключенного от сети).

При необходимости на генераторах малой мощности (до 1 МВт), работающих параллельно с другими генерирующими источниками, допускается включение этой РЗ со стороны выводов генератора, обращенных к шинам. В ряде случаев защита таких генераторов осуществляется на переменном оперативном токе с реле прямого действия типа РТВ или косвенного действия типа РТ-86 по схеме с дешунтированием отключающей катушки выключателя (рис. 13, б). При малоответственной нагрузке допускается выполнение РЗ с одним токовым реле (типа РТ-80), включенным на разность токов двух фаз. Но при этом чувствительность защиты снижается в $\sqrt{3}$ раз.

При наличии секционирования шин генераторного напряжения РЗ следует выполнять с двумя выдержками времени (см. рис. 4).

Ток срабатывания МТЗ, А, выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_b} I_{г.ном}, \quad (29)$$

где $I_{г.ном}$ — номинальный ток защищаемого генератора, А; k_b — коэффициент возврата, равный для реле РТВ 0,6–0,7; для реле РТ-80 — 0,8; k_n — коэффициент надежности, учитывающий увеличение тока при различных перегрузках генератора, а также неточности расчета и настройки указанных типов реле; выбирается на основании расчетов и находится в пределах 1,6–2. При использовании более точных реле (РТ-40, РСТ, цифровых) можно принимать меньшие значения k_n и более высокие значения k_b .

Коэффициент надежности должен выбираться расчетом таким образом, чтобы МТЗ не срабатывала от токов перегрузки, вызванных отключением параллельно работающего генерирующего источника или самозапущем двигателей после отключения КЗ на одном из элементов генераторного напряжения. Вместе с тем выбранный по выражению (29) ток срабатывания должен обеспечить коэффициент чувствительности защиты не менее

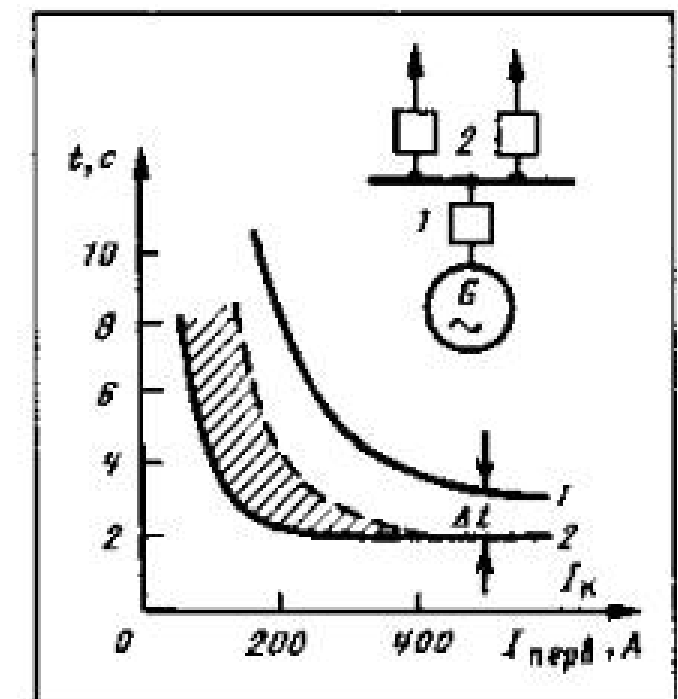


Рис. 14. Согласование максимальных токовых защит генератора и отходящих линий:

1 — характеристика РЗ генератора; 2 — характеристика РЗ отходящей линии; Δt — степень селективности

1,2 при повреждении на выводах одиночно работающего генератора за счет тока КЗ, посылаемого только самим генератором:

$$k_q = \frac{I_{p\min}}{I_{c.p}} \geq 1,2, \quad (30)$$

где $I_{p\min} = I_{\infty}^{(3)}/K_f$.

Ток $I_{\infty}^{(3)}$ определяется по выражению (10), ток $I_{c.p}$ по выражению (24), K_f — коэффициент трансформации ТТ защиты.

Совместить требования (29) и (30) может быть затруднительно, так как токи трехфазного КЗ в установившемся режиме для генераторов малой и средней мощности относительно невелики, особенно при отсутствии форсировки возбуждения (УБВ). В этих случаях необходимо прежде всего обеспечить $k_q = 1,2$, а отстройку защиты от токов самозапуска осуществить не только по току, но и по времени, насколько это возможно по условиям допустимого времени перегрева обмотки статора (16).

Наиболее удобно выполнить это с помощью реле типа РТВ или РТ-80, имеющих обратно зависимую от тока характеристику времени срабатывания (рис. 14), а также с помощью цифровых реле с подобными характеристиками [12].

Например, выбирается четырехсекундная характеристика реле РТ-80. Если ток срабатывания МТЗ по условию (30) выбран и равен $1,7I_{г.ном}$ и защита выполнена по двухфазной двухрелейной схеме

(см. рис. 13), то при токе самозапуска, равном, например, $2,5I_{г.ном}$, кратность тока на реле РТ-80 будет равна:

$$k = \frac{I_p}{I_{c.p}} = \frac{2,5I_{г.ном}K_f}{1,7I_{г.ном}K_f} = 1,5,$$

где K_f — коэффициент трансформации ТТ защиты.

При кратности тока $k = 1,5$ время срабатывания реле РТ-80 составит около 12 с. За это время самозапуск двигателей либо закончится, либо будет сопровождаться значительно меньшими токами.

Выбранная характеристика срабатывания (ток и время) МТЗ генератора должна удовлетворить также требованиям селективности и располагаться выше характеристик защит отходящих элементов 2 (рис. 14). Степень селективности Δt должна обеспечиваться при максимально возможном токе КЗ от генератора. Значение Δt зависит от типов используемых реле. Например, для реле РТ-80 Δt следует принимать 0,6 — 0,7 с, а для цифровых реле — не более 0,2 — 0,3 с.

Характеристика 2 на рис. 14 показана сплошной линией и пунктиром для случая выполнения защиты на отходящем элементе 2 по схеме включения реле на разность токов двух фаз (например, А и С). Как известно, такая схема имеет различную чувствительность при разных видах КЗ. Пунктирная характеристика соответствует наименьшей чувствительности защиты (КЗ между фазами А и В, В и С), сплошная — наибольшей чувствительности защиты (замыкание между фазами А и С).

Применение реле с обратно зависимой от тока характеристикой времени срабатывания, таким образом, облегчает отстройку МТЗ от токов перегрузки при самозапусках двигателей и улучшает условия ее согласования с РЗ отходящих линий с подобными же характеристиками [12].

Однако простая МТЗ не может считаться удовлетворительной защитой от внешних КЗ для генераторов большей мощности, так как является защитой с низким коэффициентом чувствительности, не способной надежно защищать шины генераторного напряжения и резервировать РЗ отходящих элементов. Кроме того, реле типа РТ-80 могут суммировать действия тока при качаниях генератора, что может приводить к неправильным действиям защиты.

Более совершенной защитой генераторов от внешних КЗ является защита минимального напряжения с токовыми или без токовых пусковых реле. Для генераторов мощностью 1 — 6 МВт, у которых почему-либо отсутствуют ТТ со стороны нейтрали генератора, эта защита может применяться без токовых реле (рис. 15). Это не только

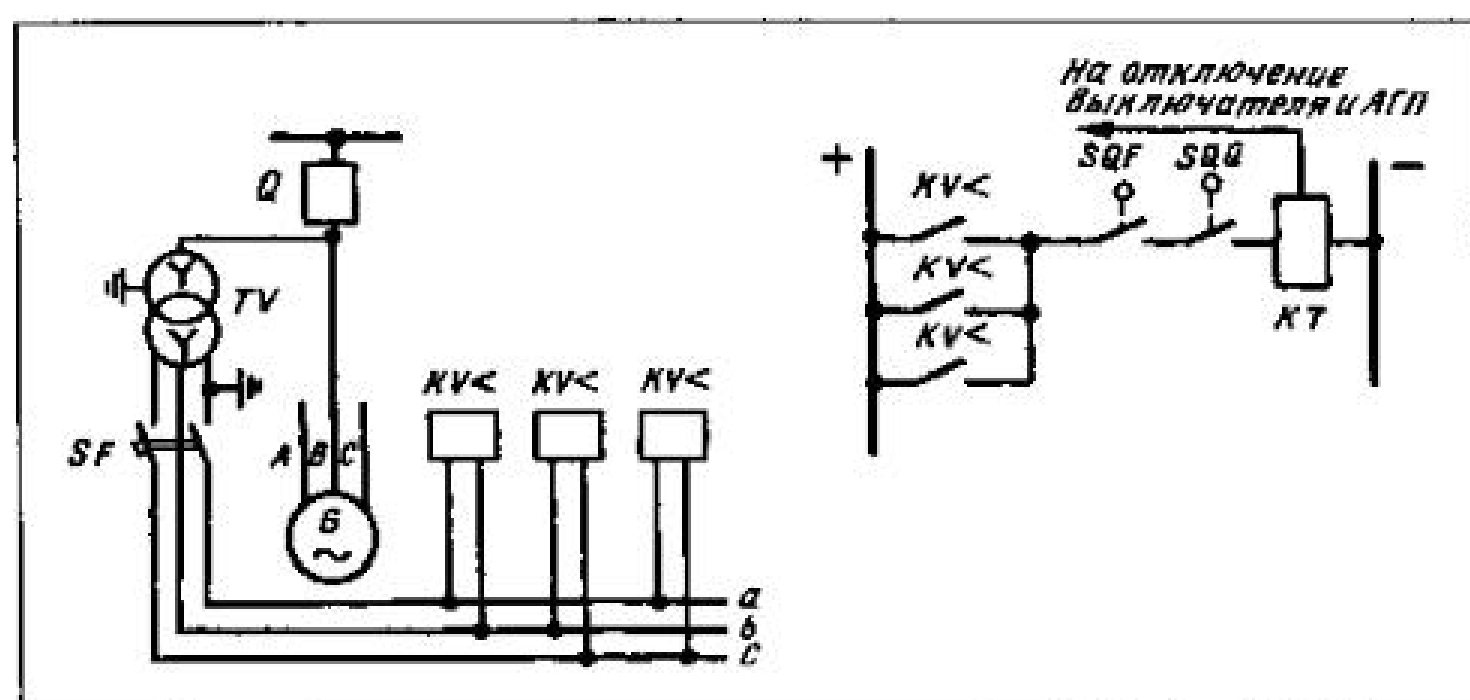


Рис. 15. Схема защиты минимального напряжения:

Q — выключатель генератора; TV — трансформатор напряжения; SF — автомат; SQF — вспомогательный контакт автомата; SQQ — вспомогательный контакт выключателя

$$U_{c,3} = (0,6 \div 0,7) U_{г.ном} \quad (33)$$

При такой настройке защита может оказаться нечувствительной к КЗ на отходящих элементах с сосредоточенными сопротивлениями (трансформаторы, реакторы линии), что является ее недостатком. Время действия защиты выбирается по условиям селективности на ступень Δt выше наибольшего времени действия РЗ отходящих элементов ЭС. Защита может выполняться с двумя ступенями времени действия (см. рис. 4).

Более чувствительной защитой является МТЗ с комбинированным пуском напряжения (рис. 16).

Схема пускового органа состоит из двух реле напряжения: фильтр-реле напряжения обратной последовательности $KV2$ и минимального реле напряжения $KV1$. Обмотка реле $KV1$ включена через размыкающие контакты реле $KV2.1$ на линейное напряжение. Размыкающие контакты реле $KV1.1$ действуют на промежуточное реле KL . Последнее используется для передачи импульса от токовых реле KA на реле времени KT , а также для сигнализации неисправности цепей напряжения.

В нормальном режиме на работающем генераторе контакт $KV1.1$ разомкнут, а при снижении напряжения между фазами A и B ниже напряжения срабатывания $U_{c,p}$ он замыкается. Реле $KV1$ предназначено для работы при трехфазных КЗ, когда происходит глубокое снижение напряжения на всех фазах.

Реле $KV2$ предназначено для работы при двухфазных КЗ, когда в сети появляется напряжение обратной последовательности U_2 . При срабатывании контакты реле $KV2.1$ размыкаются и размыкают цепь обмотки реле $KV1$, в результате чего контакты реле $KV1$ замыкаются и обеспечивается пуск защиты. Таким образом, для действия защиты необходимо одновременное срабатывание по крайней мере одного токового реле KA и одного из реле напряжения $KV1$ или $KV2$.

Ток срабатывания токовых реле принимается равным $(1,3 - 1,5) I_{г.ном}$. Напряжение срабатывания минимального реле напряжения $KV1$ принимается по условиям (31), (32) или (33), (32). Напряжение срабатывания фильтр-реле $KV2$ выбирается равным [2]:

$$U_{c,3} = (0,1 \div 0,12) U_{г.ном} \quad (34)$$

Время действия этой защиты выбирается так же, как для защиты минимального напряжения (см. рис. 15).

не снижает ее качества, но и в ряде случаев обеспечивает более высокую чувствительность. Защита выполняется с тремя минимальными реле напряжения, включенными на три линейных напряжения. Для исключения неправильных действий РЗ при повреждениях во вторичных цепях TU предусмотрен ее автоматический вывод из действия при отключении автоматического выключателя SF . Для этих же целей TU не должен иметь предохранителей на стороне высшего напряжения.

Напряжение срабатывания реле KV определяется расчетом, исходя из условий предотвращения работы защиты при понижениях напряжения, вызванных самозапуском двигателей, а также потерей возбуждения генераторов (последнее относится только к турбогенераторам). Практически принимаются следующие значения напряжения срабатывания РЗ $U_{c,3}$ и реле $U_{c,p}$ [2]:

для турбогенераторов

$$U_{c,3} = (0,5 \div 0,6) U_{г.ном}; \quad (31)$$

$$U_{c,p} = \frac{U_{c,3}}{K_V}, \quad (32)$$

где K_V — коэффициент трансформации измерительных ТН; $U_{г.ном}$ — номинальное междуфазное напряжение генератора, кВ;

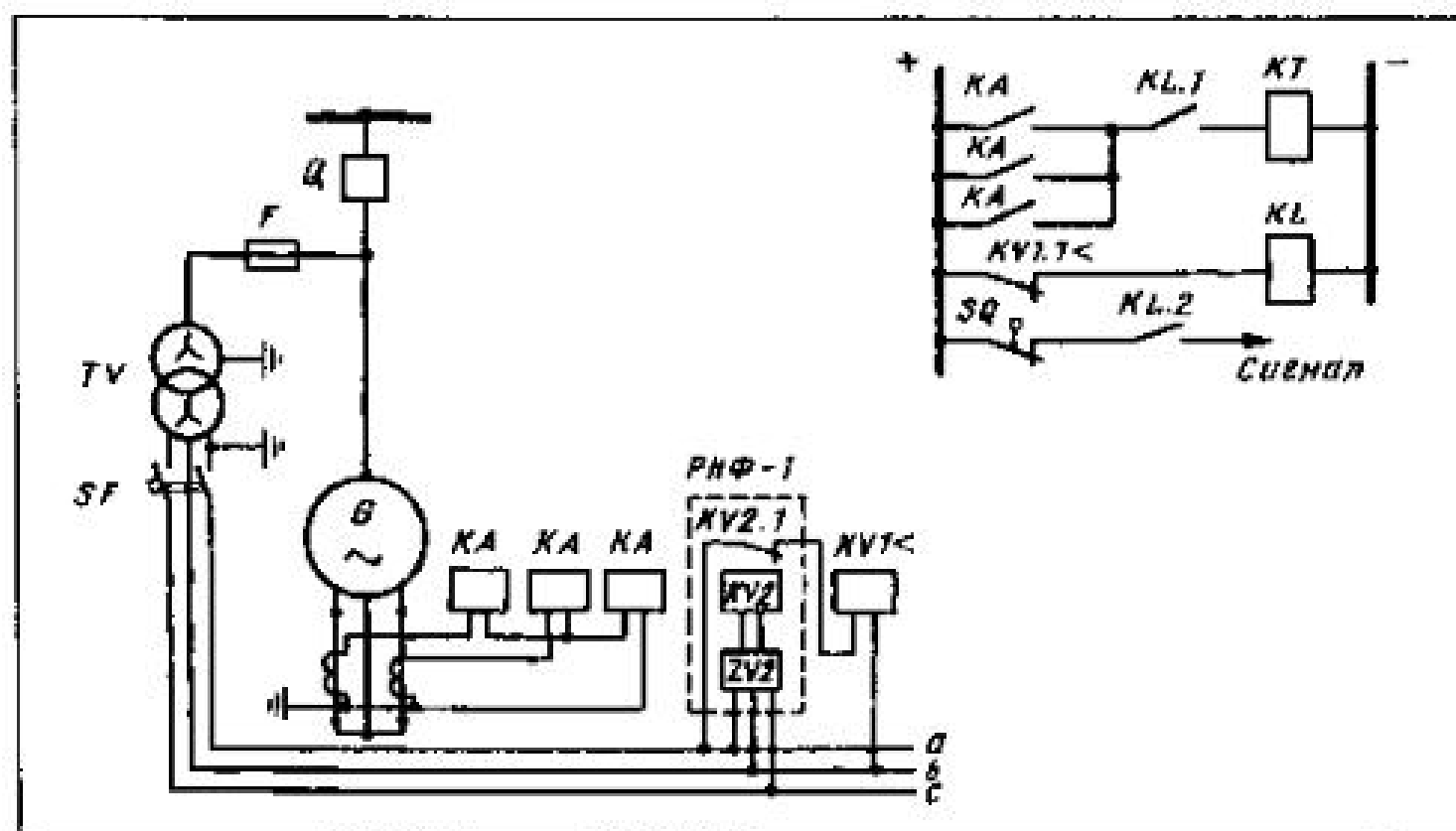


Рис. 16. Схема максимальной токовой защиты с комбинированным пуском напряжения:

SQ — замыкающий вспомогательный контакт выключателя Q

Коэффициент чувствительности для токовых реле определяется по выражению (30) и должен быть не менее 1,5 при КЗ на шинах генераторного напряжения и не менее 1,2 при повреждении в конце зоны резервирования (например, за повышающим трансформатором, в конце отходящей линии и т.п.).

Коэффициент чувствительности реле $KV2$ может не определяться, так как он обычно получается достаточно высоким. Для вычисления коэффициента чувствительности реле $KV1$, включенного по схеме на рис. 16, пользуются выражением:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ср}} k_{\text{в}}}{U_{\text{к}}} \geq 1,2, \quad (35)$$

где $U_{\text{ср}}$ — напряжение срабатывания защиты; $U_{\text{к}}$ — напряжение на шинах генераторного напряжения при металлическом трехфазном КЗ в конце зоны резервирования для момента времени, соответствующего времени действия защиты; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле $KV1$.

Повышение чувствительности пускового органа напряжения при трехфазных КЗ (реле $KV1 <$) в $k_{\text{в}}$ раз объясняется тем, что напряжение обратной последовательности U_2 кратковременно появляется и при трехфазных КЗ. Это приводит к кратковременному размыканию контактов реле $KV2$ и снятию напряжения с обмотки реле $KV1 <$. После исчезновения напряжения U_2 для возврата реле $KV1 <$ требуется уже более высокое напряжение, чем для его срабатывания.

Токовая защита обратной последовательности I_2 в различных исполнениях, применяемая для генераторов большой мощности, рассмотрена в [5, 6].

Защита от симметричной перегрузки. Защита выполняется с помощью одного токового реле и реле времени, способного длительно находиться под напряжением, и действует на сигнал. Ток срабатывания токового реле принимается равным $(1,2 - 1,25)I_{\text{г.ном}}$. Время действия РЗ выбирается большим, чем время действия защиты от внешних КЗ.

Для гидрогенераторов мощностью более 5 МВт на ГЭС без постоянного дежурного персонала предусматривается дополнительная защита от перегрузки с зависимой от тока характеристикой времени срабатывания, которая соответствует характеристике допустимых перегрузок генератора. Защита действует на разгрузку генератора отключением части электроприемников и, если эта разгрузка оказывается неэффективной, на отключение выключателя и АГП генератора.

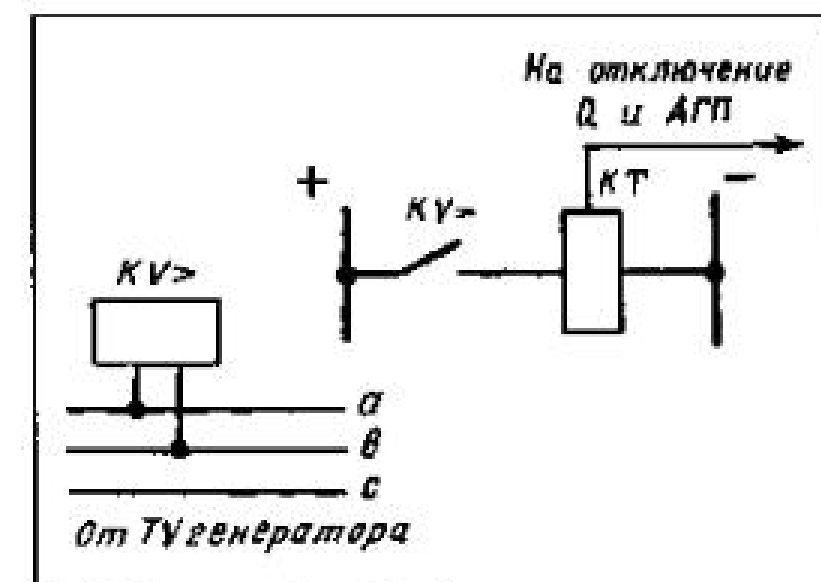


Рис. 17. Схема защиты гидрогенератора от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения (рис. 17). Напряжение срабатывания защиты устанавливается в пределах:

$$U_{\text{ср}} = (1,5 + 1,7)U_{\text{г.ном}} \quad (36)$$

Время действия защиты 0,5 с.

Защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения. Правила [2] обязывают устанавливать на всех генераторах с косвенным охлаждением обмотки ротора специальную защиту от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения с действием на сигнал. При отсутствии такой защиты исправность изоляции цепи возбуждения относительно земли периодически контролируется дежурным персоналом с помощью вольтметра.

Один зажим вольтметра постоянно подключен к земле, а другой во время измерения поочередно подключается к полюсам ротора.

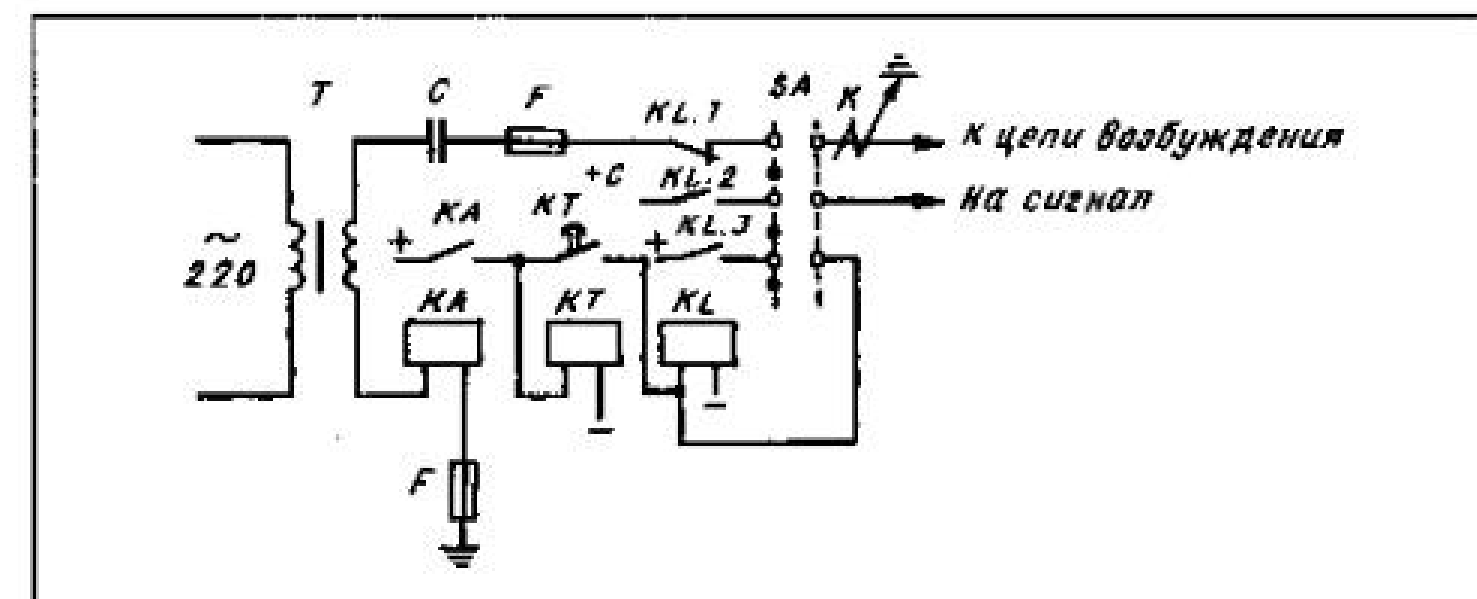


Рис. 18. Схема защиты генератора от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения

При хорошей изоляции ротора показания вольтметра близки к нулю. При замыкании на землю в роторе вольтметр показывает значение напряжения каждого полюса относительно земли. Один вольтметр с переключателем допускается использовать для контроля изоляции нескольких генераторов. Однако этот способ контроля нельзя считать достаточно надежным.

Специальная защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения выполняется с помощью токового реле *КА*, включенного между какой-либо точкой цепи возбуждения и землей (рис. 18). Заземление выполняется с помощью специальной щетки, имеющей электрический контакт с валом турбогенератора.

Опыт эксплуатации, однако, показывает, что стандартные заземляющие щетки, работающие в тяжелых условиях (высокая температура 250 – 300 °С, замасливание поверхности вала, запыление теплоизоляцией), не обеспечивают устойчивого и надежного контакта с валом. Нарушение заземления вала приводит не только к электроэрозии от статического электричества, но и к нарушению нормальной работы комплектов защит от замыканий на землю в одной или в двух точках цепи возбуждения и отказу в работе устройства измерения сопротивления изоляции всей системы возбуждения. Для повышения надежности работы турбогенераторов и их защиты рекомендуется применять специальный заземляющий блок ВНИИЭ, который подключается к валу турбогенератора со стороны контактных колец генератора через релейную щетку.

При замыкании на землю в цепи обмотки возбуждения через указанное выше токовое реле *КА* проходит ток, и реле срабатывает. Защита действует на сигнал с выдержкой времени. Для повышения чувствительности защиты и обеспечения ее работы на остановленном генераторе разработаны схемы, в которых токовое реле получает питание от вспомогательного источника переменного или постоянного тока. На рис. 18 показана одна из таких схем, где вспомогательным источником тока является промежуточный трансформатор *T*. Первичная обмотка трансформатора подключена к шинам 220 В собственных нужд ЭС. Вторичное напряжение трансформатора составляет 60 – 100 В. Вторичная обмотка *T* подключена к цепи возбуждения через разделительный конденсатор *C* и предохранитель *F*. Конденсатор *C* емкостью 0,3 мкФ предотвращает прохождение постоянного тока через место замыкания на землю в цепи возбуждения. Если при замыкании на землю конденсатор окажется пробитым, возникнет КЗ. В этом случае предохранители разорвут цепь защиты.

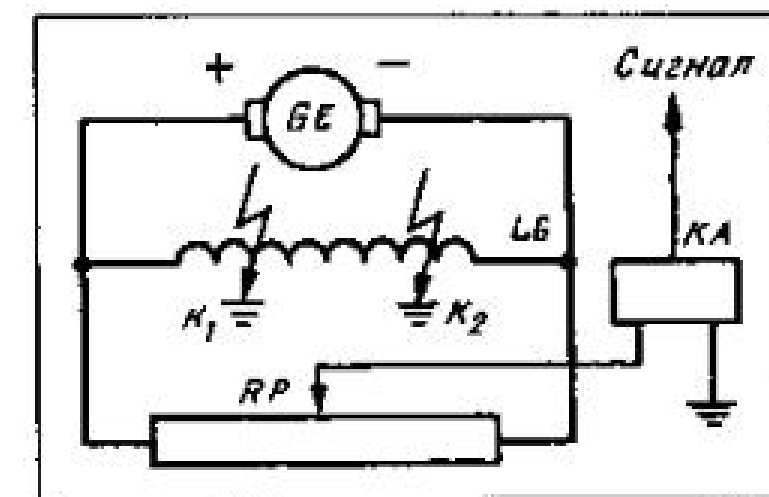


Рис. 19. Принципиальная схема включения реле защиты от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения

В нормальном режиме реле *КА*, включенное во вторичную обмотку трансформатора *T*, не обтекается током и контакт его разомкнут. При замыкании на землю (точка *K*) создается цепь для прохождения через реле *КА* переменного тока. Реле *КА* срабатывает, и через реле времени *КТ* и промежуточное реле *КЛ* защита действует на сигнал. При срабатывании реле *КЛ* одновременно разрывается цепь токового реле. Это сделано для предотвращения длительного прохождения переменного тока через место повреждения. При этом защита выводится из действия. Для ввода защиты в работу и снятия сигнала установлен ключ *SA*.

Завод ЧЭАЗ серийно выпускает блоки защиты цепей возбуждения генераторов от замыканий на землю в одной точке типов БЭ 1104 и БЭ 1105, которые поставляются комплектно.

Защита от второго замыкания на землю (на корпус) в цепи возбуждения. На ЭС устанавливается один комплект такой защиты, подключаемый к тому генератору, у которого обнаружено замыкание на землю в цепи возбуждения. Для выполнения защиты обычно используется схема четырехплечевого моста, состоящего из потенциометра *RP* и обмотки возбуждения генератора *LG*. В диагональ моста включается токовое реле *КА* (рис. 19). При появлении первого замыкания на землю (в точке *K1*) потенциометр подключают к кольцам ротора, а движок потенциометра устанавливают таким образом, чтобы через реле *КА* не проходил ток. Отсутствие тока контролируется вольтметром, который подключается через кнопку параллельно обмотке токового реле *КА*. При правильной настройке РЗ показания вольтметра должны быть равны нулю.

При возникновении второго замыкания на землю (в точке *K2*) часть обмотки возбуждения закорачивается, равновесие моста нарушается и через реле *КА* проходит ток. Защита действует, как правило, на сигнал.

4. Защита генераторов напряжением до 1 кВ мощностью до 1 МВт

Типы защитных устройств. Генераторы напряжением до 1 кВ имеют более высокие запасы изоляции по сравнению с генераторами высокого напряжения, и при регулярном проведении профилактических испытаний повреждения в них происходят относительно редко. Поэтому защита генераторов напряжением до 1 кВ мощностью до 1 МВт выполняется упрощенно [2].

Для генераторов, работающих с незаземленной нейтралью, РЗ от всех видов повреждений и ненормальных режимов осуществляется с помощью автоматических выключателей с максимальными расцепителями или выключателей с МТЗ. Защита должна предусматриваться в двухфазном исполнении и присоединяться к ТТ, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали. Если выводы со стороны нейтрали генератора отсутствуют и их почему-либо невозможно выполнить, то защиту или автоматический выключатель включают со стороны выводов генератора, обращенных к шинам.

Для генераторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, защита предусматривается в трехфазном или двухфазном исполнении, но в последнем случае с установкой дополнительной максимальной или дифференциальной защиты нулевой последовательности от КЗ на землю. В ряде случаев при параллельной работе защищаемого генератора с системой или с другими генераторами дополнительно к МТЗ с выдержкой времени устанавливается мгновенная токовая отсечка. Возможность применения отсечки определяется расчетом.

Для защиты генераторов мощностью 150 кВт и менее допускается наиболее простое выполнение защиты с помощью плавких предохранителей. В генераторах мощностью 1 МВт и более напряжением до 1 кВ должно осуществляться автоматическое гашение поля (АГП) введением сопротивления в цепь возбуждения возбудителя (см. рис. 5, а). Подобное устройство АГП часто выполняется и для генераторов меньшей мощности, за исключением генераторов защищенных плавкими предохранителями.

Защита плавкими предохранителями. Плавкие предохранители могут применяться для защиты генераторов напряжением до 500 В и мощностью 150 кВт и менее. Предохранители *F* устанавливаются на трех фазах (рис. 20). Для того чтобы замену перегоревших плавких

вставок производить со снятием напряжения, предусматривается разъединитель *QS*.

Принцип действия плавких предохранителей, как известно, основан на тепловом действии электрического тока. Чем больше значение тока, проходящего через плавкую вставку предохранителя, тем быстрее она перегорает и тем самым разрывает электрическую цепь. На рис. 21 показаны защитные характеристики одного из типов предохранителей.

Характеристики представляют собой зависимости полного времени отключения *t* токовой цепи плавкой вставкой от тока, проходящего через эту вставку.

Выбор предохранителей производится по условиям (37) – (40).

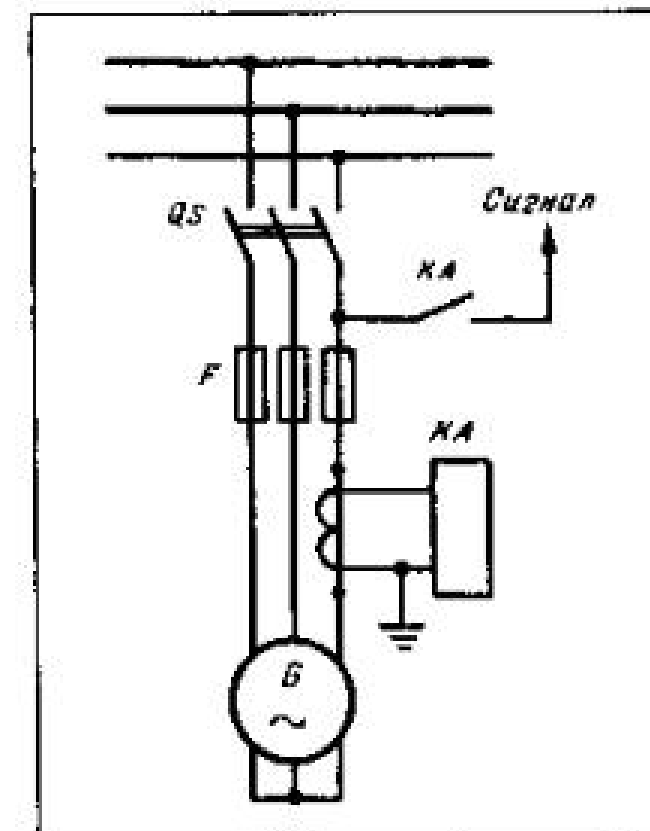


Рис. 20. Схема защиты генератора плавкими предохранителями

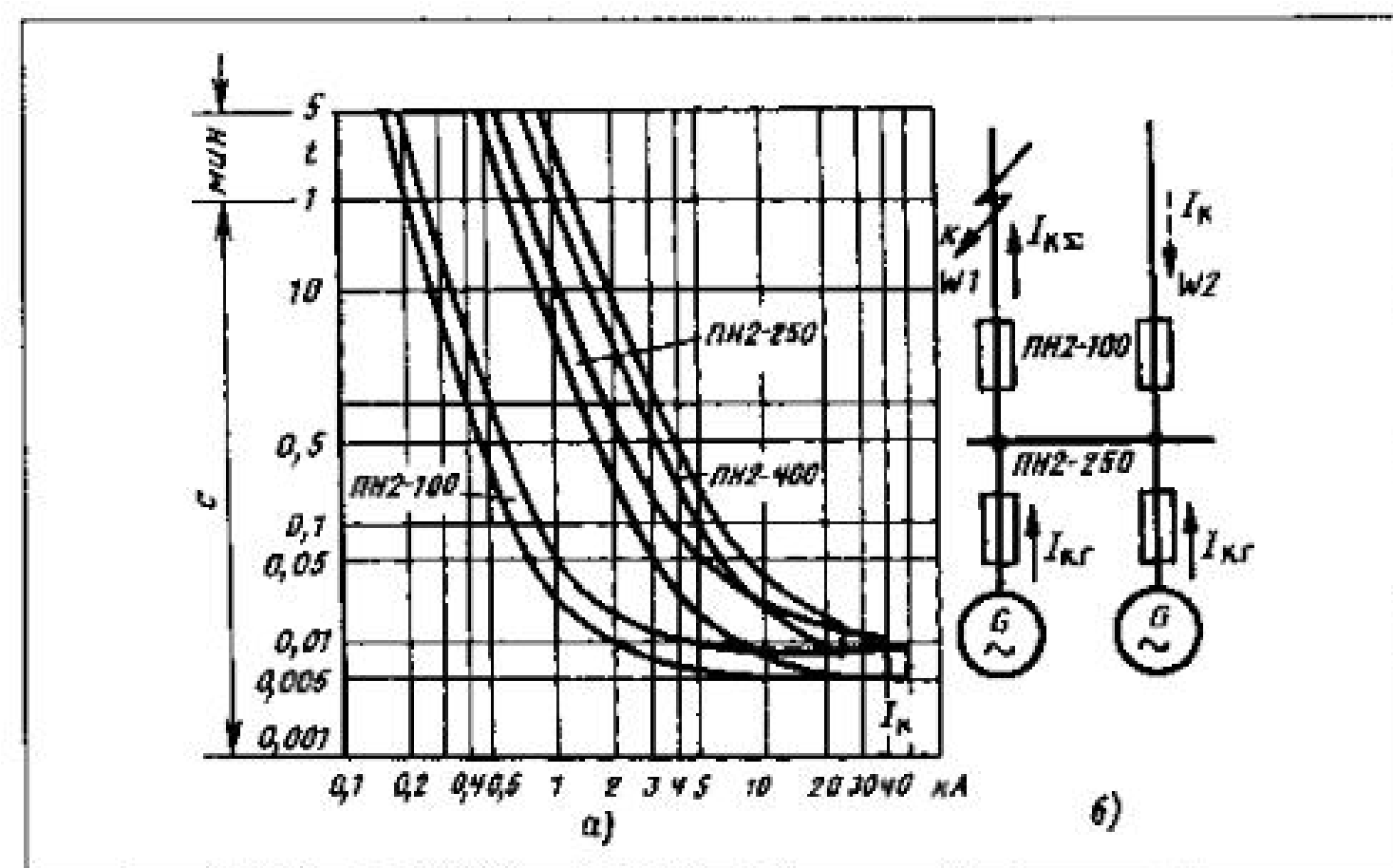


Рис. 21. Проверка селективности между предохранителями типа ПН-2 генераторов и отходящих линий:

а — защитные характеристики предохранителя типа ПН-2; б — расчетная схема

Номинальное напряжение предохранителей и их плавких вставок $U_{вс.ном}$ должно выбираться равным номинальному напряжению сети U_c :

$$U_{вс.ном} \geq U_c \quad (37)$$

Предельно отключаемый ток плавкой вставки $I_{вс.пр}$ должен быть равен или больше максимального расчетного тока КЗ $I_{к max}$ проходящего по защищаемой цепи:

$$I_{вс.пр} \geq I_{к max} \quad (38)$$

Ток $I_{к max}$ определяется для начального момента КЗ (при $t = 0$):

а) для одиночно работающего генератора по выражению (6);

б) для генератора, работающего параллельно с системой или с другими генераторами, как суммарный ток КЗ на выводах защищаемого генератора, за исключением тока КЗ, посылаемого этим генератором.

Номинальный ток плавкой вставки, т.е. тот ток, который вставка выдерживает неограниченно долгое время, должен выбираться по возможности минимальным:

$$I_{вс.ном} \geq k_n I_{г.ном} \quad (39)$$

где k_n — коэффициент надежности.

Учитывая инерционность предохранителя и кратковременный характер перегрузочных режимов генераторов малой мощности, принимают $k_n = 1,1 \div 1,3$. При этом меньшее значение k_n относится к одиночно работающим генераторам. Выбрав ближайшую большую плавкую вставку по шкале вставок, необходимо проверить, что эта вставка обеспечивает селективность действия при КЗ на элементах внешней сети. Для этого сравниваются защитные характеристики предохранителей, установленных на генераторе и на элементах внешней сети. Селективность считается обеспеченной, если при КЗ на любом из элементов внешней сети время перегорания его предохранителей будет не менее чем в 3 раза меньше времени перегорания предохранителей на генераторе.

При этом для генераторов, работающих параллельно с другими генераторами или с ЭЭС, следует учитывать различие в значениях токов КЗ, проходящих через предохранители каждого из генераторов ($I_{к,r}$ на рис. 21) и через предохранители поврежденного элемента ($I_{к,z}$). Очевидно, что суммарный ток КЗ будет значительно больше и, следовательно, время перегорания предохранителей у поврежден-

ного элемента будет меньше, чем у генераторов, тем более, что плавкие вставки на отходящих элементах, как правило, имеют меньший ток $I_{вс.ном}$, чем на генераторах.

При установке на генераторе и на элементах внешней сети одноступенчатых предохранителей для обеспечения селективности достаточно, чтобы номинальные токи их плавких вставок различались на две или три ступени шкалы стандартных плавких вставок.

После проверки селективности необходимо определить надежность действия плавкой вставки при внутренних повреждениях генератора, работающего параллельно с ЭЭС или с другими генераторами. Для этого рассчитывается минимальный ток КЗ, приходящий из внешней сети при КЗ на выводах защищаемого генератора ($I_{к min}$). Для надежной защиты генератора требуется, чтобы выполнялось условие:

$$\frac{I_{к min}}{I_{вс.ном}} \geq 3, \quad (40)$$

где $I_{к min}$ — ток однофазного или двухфазного КЗ для сетей с глухозаземленной нейтралью или двухфазного КЗ для сетей с изолированной нейтралью.

Указания по проведению расчета токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ приведены в [15].

Наряду с общеизвестными недостатками предохранителей как защитных аппаратов следует отметить их недостатки, характерные для защиты генераторов. Плавкие предохранители не защищают от внутренних повреждений одиночно работающие генераторы и не обеспечивают защиту генераторов от перегрузок.

Защита автоматическими воздушными выключателями (автоматами). Автоматы применяются для защиты генераторов напряжением до 500 В (главным образом 400 и 230 В). Автомат устанавливается со стороны выводов генератора, обращенных к шинам, и является одновременно аппаратом защиты и коммутационным аппаратом (рис. 22).

Для предотвращения неселективных отключений генераторов при КЗ на элементах внешней сети автоматы обязательно должны иметь выдержку времени. Современные селективные (избирательные) автоматы с выдержкой времени при перегрузках и токах КЗ обеспечивают это требование. Они могут выполнять функции токовой отсечки и МТЗ. Для этой цели в селективные автоматы встраиваются максимальные расцепители I , срабатывающие мгновенно или с не зависящей от тока выдержкой времени (0,25 ÷ 0,4 с) при КЗ

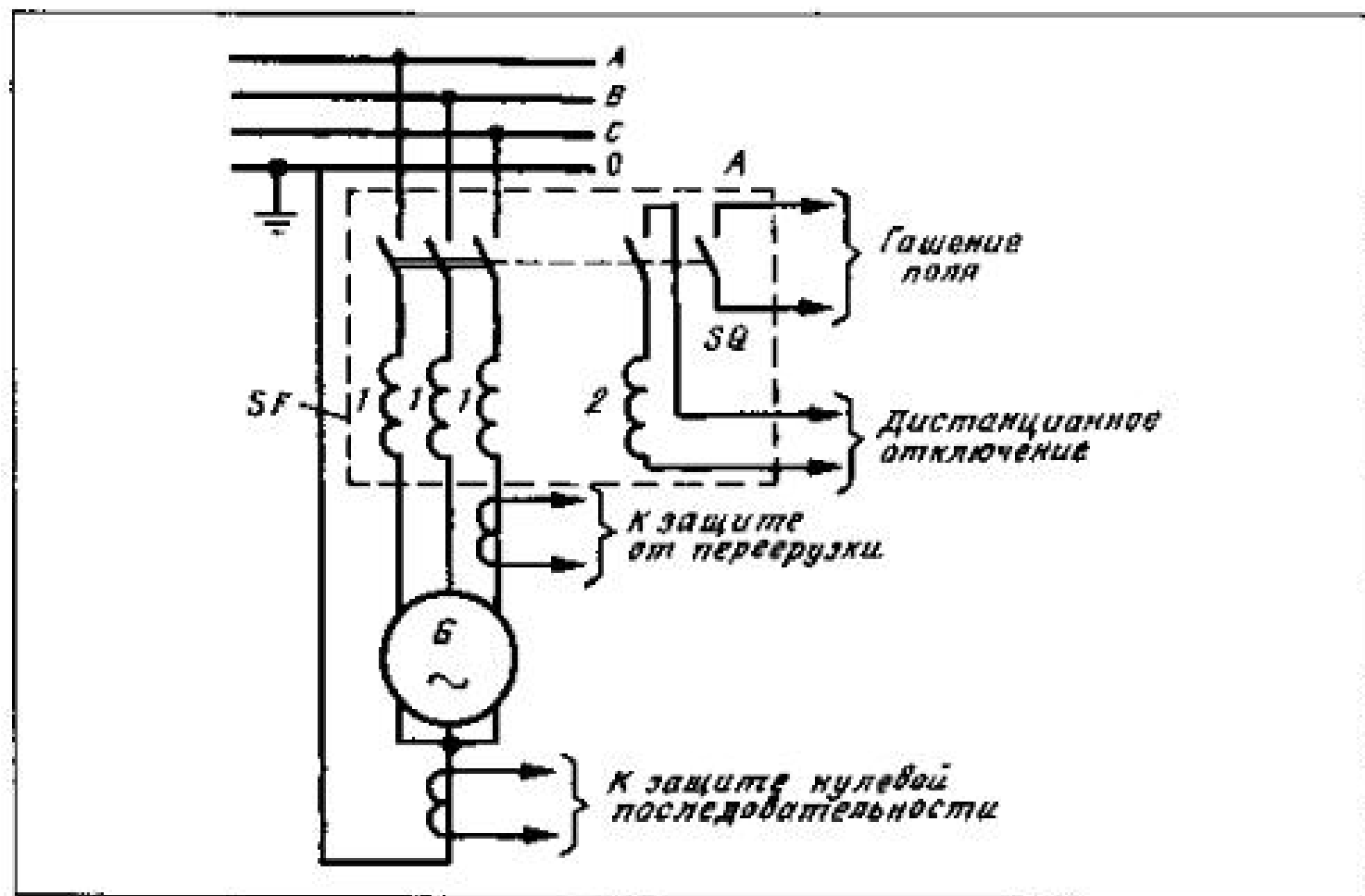


Рис. 22. Схема защиты генератора с автоматическим выключателем

в генераторе и с выдержкой времени, обратно зависимой от тока, при перегрузках или КЗ на элементах внешней сети. Токовая отсечка используется лишь для защиты генераторов, работающих параллельно с ЭЭС или с другими генераторами.

В автомат встраивается независимый (отключающий) расцепитель 2, который предназначен для его дистанционного отключения, но, кроме того, может использоваться и для отключения автомата при действии РЗ, дополнительно устанавливаемой на генераторе. Такой дополнительной РЗ может быть, например, токовая защита НП. В автомате может быть предусмотрен также минимальный расцепитель, с помощью которого осуществляется защита минимального напряжения, отключающая автомат при значительном снижении напряжения.

С помощью вспомогательного контакта автомата SQ осуществляется автоматическое гашение магнитного поля генератора введением сопротивления $R_{г.в}$ в цепь возбуждения возбудителя LE (см. также рис. 5, а).

Установка автомата со стороны выводов генератора, обращенных к шинам, не обеспечивает защиту от внутренних повреждений одиночно работающего генератора.

Поэтому для таких генераторов целесообразно устанавливать автоматический выключатель со стороны нулевых выводов генератора или выполнять дополнительно трех- или двухфазную МТЗ, включенную на трансформаторы тока со стороны нулевых выводов генератора. Защита должна действовать на отключение выключателя или автомата, который в последнем случае устанавливается со стороны выводов, обращенных к шинам.

Селективные автоматы целесообразно устанавливать на генераторах мощностью свыше 100 кВт. Для генераторов меньшей мощности наряду с плавкими предохранителями применяются более простые — неизбирательные автоматы, например установочные автоматы серии АЗ100, имеющие комбинированный расцепитель, в который входят максимальный и тепловой расцепители.

Выбор автоматов, предназначенных для защиты генераторов, производится по условиям (41) — (46).

1. Номинальное напряжение автомата должно быть выше или равно напряжению сети:

$$U_{а.ном} \geq U_c \quad (41)$$

2. Предельно допустимый ток автомата должен быть больше максимального тока КЗ, который может проходить через автомат:

$$I_{а.пр} \geq I_{к max} \quad (42)$$

3. Номинальный ток максимального расцепителя должен быть немного больше номинального тока генератора. Учитывая, что длительная перегрузка генераторов не допускается,

$$I_{рц.ном} \geq I_{г.ном} \quad (43)$$

При этом принимается ближайшее большее значение по шкале номинальных токов расцепителей.

4. Ток уставки максимального расцепителя с выдержкой времени, обратно зависимой от тока (осуществляющего МТЗ генератора), должен быть больше тока кратковременной перегрузки генератора, вызванной самозапуском или пуском двигателей, отключением параллельно работающего генератора и т.п. Учитывая, что защита имеет обратно зависимую от тока выдержку времени (рис. 23), в зависимости от типа автомата можно ориентировочно принимать:

$$I_{уст.рц} \geq (1,3 \div 1,6) I_{г.ном} \quad (44)$$

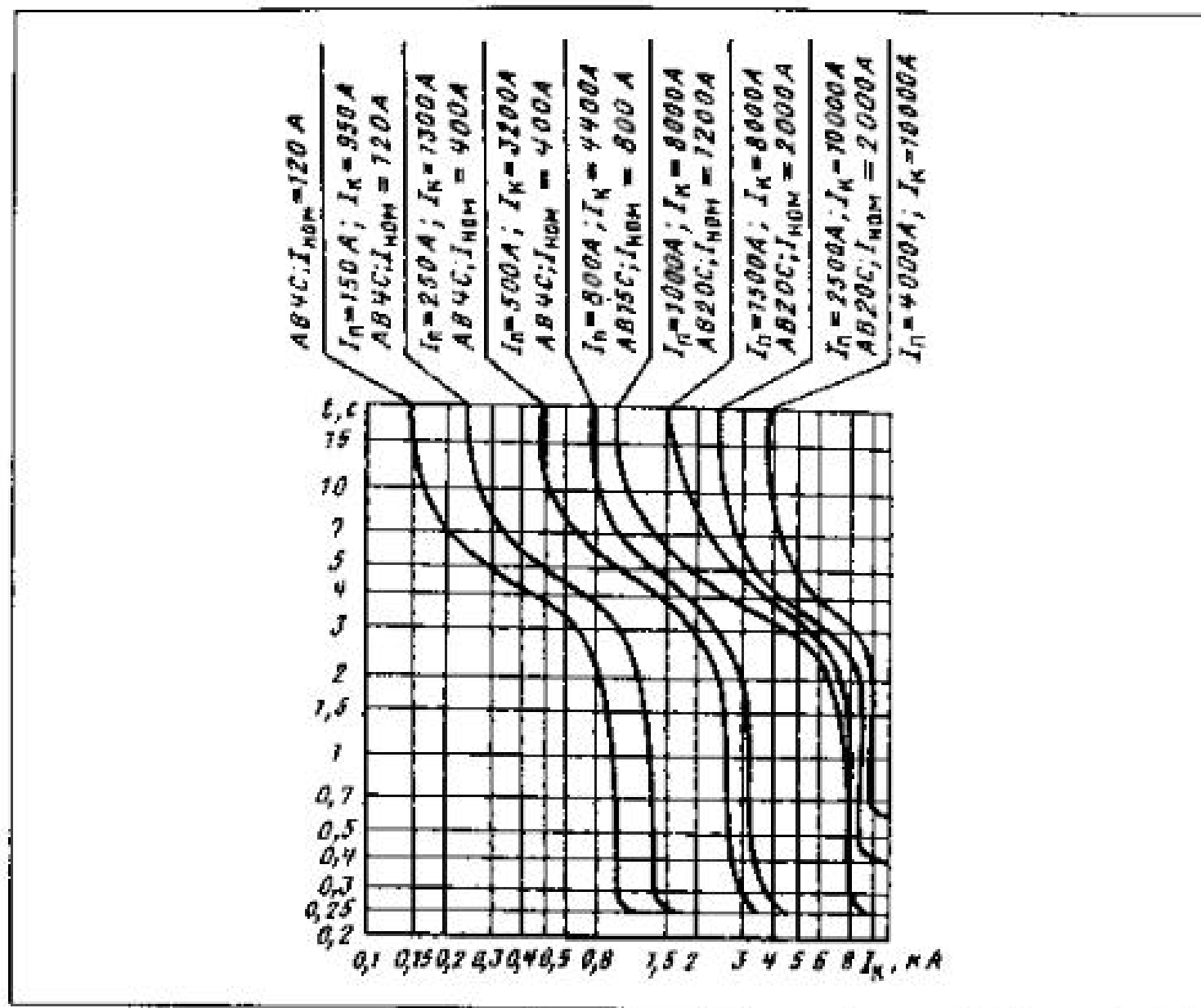


Рис. 23. Защитные (ампер-секундные) характеристики селективных автоматических выключателей

Далее по шкале уставок подбирается ближайшая большая уставка и производится ее проверка по условиям селективности и чувствительности. Для обеспечения селективности требуется согласование выбранной защитной характеристики автомата, установленного на генераторе, с защитными характеристиками автоматов (или предохранителей), установленных на элементах внешней сети. При всех возможных значениях токов КЗ на этих элементах их защитные устройства должны срабатывать раньше, чем сможет отключиться автомат, установленный на генераторе.

Для обеспечения селективности между автоматами, а также между автоматами и предохранителями, должны соблюдаться следующие правила:

а) номинальный ток расцепителя $I_{рц.ном}$ вышестоящего элемента (генератора) должен превышать на две ступени ток наибольшего

расцепителя автоматов, установленных на нижестоящих элементах (внешней сети);

б) соотношение номинальных токов плавких вставок $I_{вс.ном}$ типа ПН-2 на элементах внешней сети и расцепителя $I_{рц.ном}$ автомата, установленного на генераторе, должно соответствовать следующим данным:

$I_{вс.ном}, A$	До 100	120	150	200	250
$I_{рц.ном}$ (генератора), A	≥ 120	150	200	300	400

Чувствительность МТЗ проверяется в установившемся режиме трехфазного КЗ на выводах одиночного генератора. Кратность этого тока КЗ к уставке максимального расцепителя $I_{уст.рц}$ должна быть не менее 1,5:

$$k = \frac{I_{к min}^{(3)}}{I_{уст.рц}} \geq 1,5, \quad (45)$$

где $I_{к min}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)}$ определяется по (10).

5. Ток уставки максимального расцепителя, срабатывающего с не зависимой от тока выдержкой времени (токовая отсечка), должен быть больше максимального тока $I_{к min}$, посылаемого генератором в начальный момент КЗ (при $t=0$) на шинах генераторного напряжения:

$$I_{уст.рц} \geq k_n I_{к max}, \quad (46)$$

где k_n — коэффициент надежности, учитывающий неточность уставок автомата, влияние апериодической составляющей тока КЗ и необходимый запас; для максимальных расцепителей, не имеющих замедления, $k_n = 1,6 \div 1,8$, для расцепителей, действующих с замедлением порядка $0,25 \div 0,4$ с, ориентировочно принимается $k_n = 1,2 \div 1,3$ (без учета влияния апериодической составляющей); $I_{к max}$ — периодическая составляющая тока (при $t=0$) проходящего через автомат при внешнем трехфазном металлическом КЗ на шинах генераторного напряжения, определяется по выражению (6).

Выбранный ток уставки этого максимального расцепителя должен быть проверен также по условию отстройки от возможного тока качаний (см. Приложение I). Эта проверка может не производиться, если нарушение устойчивости маловероятно, например, при отсутствии несинхронных АПВ на элементах связи ЭС с системой, а так-

же при отсутствии защит с выдержками времени на элементах сети генераторного напряжения.

Чувствительность максимального расцепителя с выбранной уставкой проверяется по КЗ на выводах генератора в режиме его параллельной работы с ЭЭС или другими генераторами. В сетях с изолированной нейтралью рассчитывается двухфазное КЗ, а в сетях с глухозаземленной нейтралью — однофазное и двухфазное. Кратность минимального тока КЗ к уставке максимального расцепителя должна быть не менее 1,5.

Максимальная токовая защита и токовая отсечка. В тех случаях, когда генератор низкого напряжения присоединяется к шинам через выключатель, не имеющий встроенных реле, для его защиты применяется двух- или трехрелейная МТЗ с вторичными реле косвенного действия, выполняемая так же, как и на генераторах высокого напряжения (см. рис. 13). Расчет МТЗ производится по условиям (29) и (30).

Токовая отсечка выполняется по тем же условиям, что и для генераторов высокого напряжения. Чувствительность отсечки проверяется по (23). При этом для сетей с глухозаземленной нейтралью рассматриваются двух- и однофазное КЗ, для сетей с изолированной нейтралью — двухфазное КЗ на выводах генератора.

В тех случаях, когда чувствительность отсечки в трехфазном исполнении оказывается недостаточной при однофазных КЗ в генераторе, следует применять специальную РЗ от замыканий на землю — защиту нулевой последовательности.

Максимальная токовая и продольная дифференциальная защиты нулевой последовательности. Защиты нулевой последовательности применяются на генераторах, работающих с глухозаземленной нейтралью. Возможные способы выполнения этих РЗ показаны на рис. 24. На рис. 24, а приведена схема максимальной токовой защиты нулевой последовательности с токовым реле, включенным через трансформатор тока в нулевой провод генератора. Эта РЗ может срабатывать при замыканиях на землю в сети генераторного напряжения, и поэтому для обеспечения селективности она обязательно должна выполняться с выдержкой времени. Время действия РЗ должно быть выбрано большим, чем время действия защитных устройств, установленных в сети. В ряде случаев оно может получиться довольно значительным, особенно при использовании в сети плавких предохранителей.

Для обеспечения мгновенного отключения генератора при однофазных КЗ в обмотке статора применяется продольная дифференциальная защита нулевой последовательности. На рис. 24, б показан

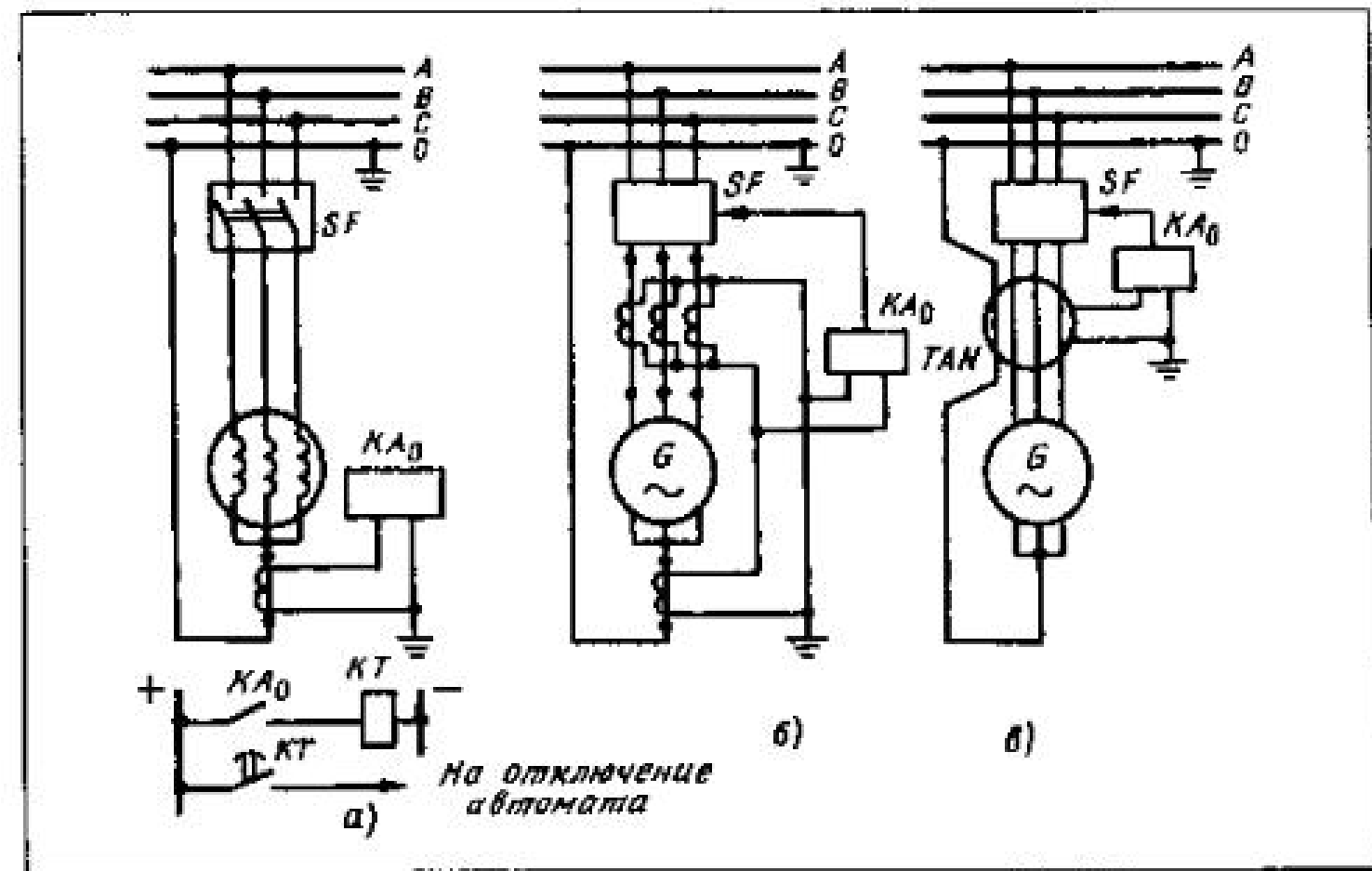


Рис. 24. Схемы защит нулевой последовательности для генераторов, работающих с заземленной нейтралью

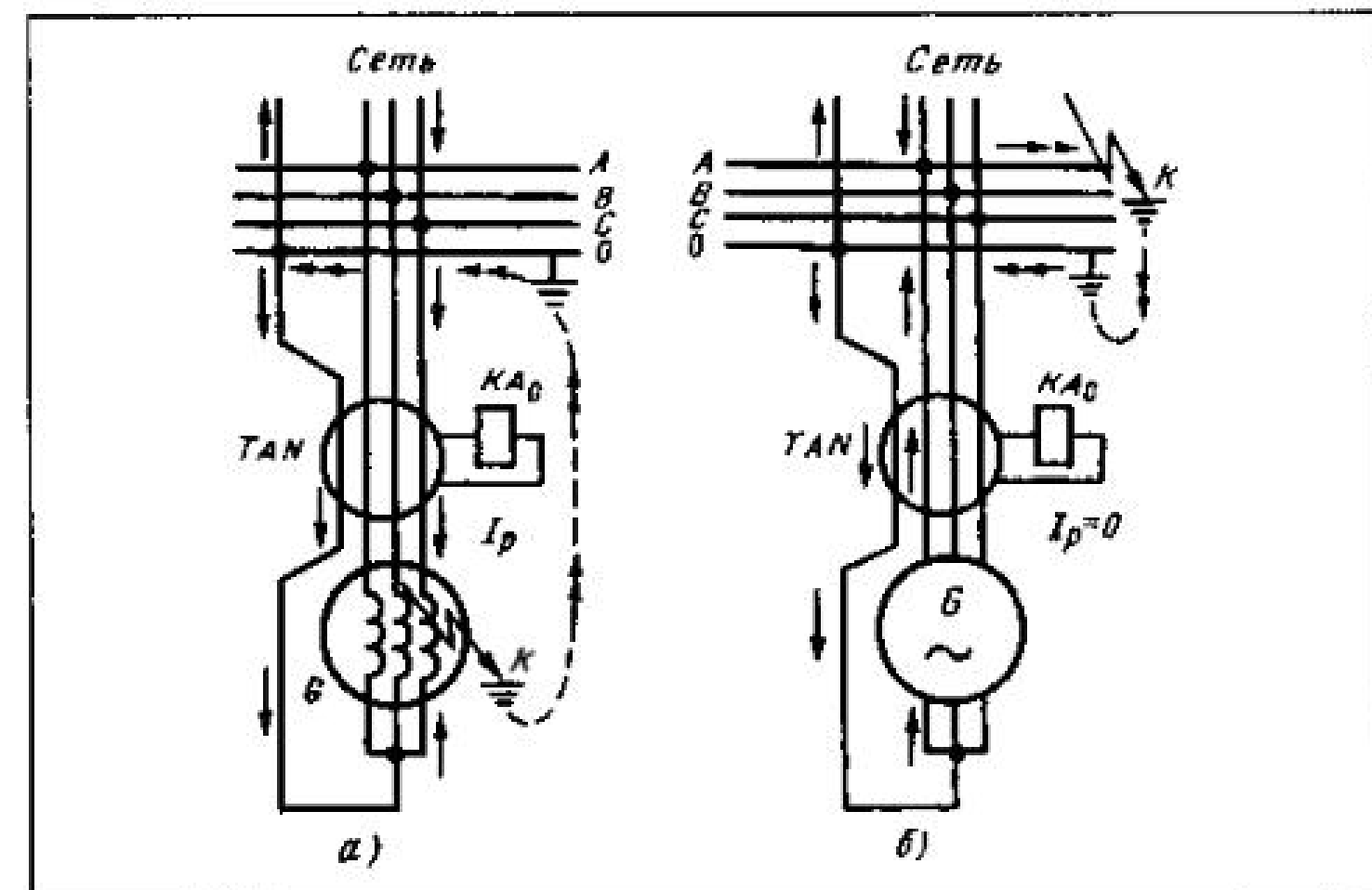


Рис. 25. Случаи КЗ на землю в сети генераторного напряжения: а — в защищаемой зоне (в генераторе); б — внешнее

вариант выполнения этой РЗ с использованием трех ТТ, собранных в схему фильтра токов нулевой последовательности, и одного ТТ, включенного в нулевой провод генератора. Следует отметить, что во многих зарубежных странах такая РЗ широко используется и для генераторов напряжением выше 1 кВ, работающих с заземленной нейтралью (см. далее рис. 30).

На рис. 24, в показано более простое выполнение дифференциальной РЗ с одним трансформатором тока нулевой последовательности *TAN*. Трансформатор тока нулевой последовательности может быть выполнен не только для кабельных, но и для шинных выводов, если изолировать и расположить вместе все три фазы генератора и нулевой провод.

Дифференциальная защита нулевой последовательности реагирует только на повреждения в защищаемой зоне (в генераторе) и не действует при замыканиях на землю на элементах сети генераторного напряжения. Это видно из рис. 25, где показано токораспределение при КЗ на землю в генераторе и во внешней сети. При одиночной работе поврежденного генератора ток в реле РЗ обусловлен только ЭДС генератора. При параллельной работе поврежденного генератора с другими генерирующими источниками токи КЗ в реле дифференциальной РЗ суммируются.

Дифференциальная защита нулевой последовательности, как и все дифференциальные защиты, является абсолютно селективной и выполняется без выдержки времени. Для лучшей отстройки от токов небаланса РЗ рекомендуется выполнять с реле типа РТ-40/ф, которое имеет пониженную (примерно в 8 раз) чувствительность к токам третьей гармоники. При выполнении РЗ по схеме на рис. 24, в ток срабатывания может быть выбран меньше номинального тока генератора. При выполнении РЗ по схеме на рис. 24, б для предотвращения ее неправильной работы при обрыве токовой цепи в трехтрансформаторном фильтре токов нулевой последовательности ток срабатывания выбирается равным $I_{с.з} = (1,3 \div 1,4) I_{с.ном}$. И в том, и в другом случае коэффициент чувствительности РЗ всегда обеспечивается больше двух.

Дифференциальная защита нулевой последовательности особенно целесообразна для одиночно работающих генераторов и тем более для тех, у которых защита (автоматический выключатель) установлена со стороны выводов, обращенных к шинам.

Эта защита также целесообразна для параллельно работающих генераторов, у которых невозможно выполнить достаточно чувствительную максимальную токовую отсечку.

5. Полные схемы защиты генераторов с использованием аналоговых реле

На рис. 26 в качестве примера показана полная схема защиты турбогенераторов 2 – 6 МВт и менее, выполненная на постоянном оперативном токе (питание от аккумуляторной батареи). В схеме использованы электромеханические реле, до настоящего времени выпускаемые заводом ЧЭАЗ.

Схема на рис. 26 включает следующие типы защит: 1) продольную дифференциальную токовую РЗ в двухфазном исполнении (реле *KA1*, *KA2*); 2) токовую РЗ от замыканий на землю с кабельным ТТ нулевой последовательности *TAN* и чувствительным токовым реле *KA0* (РЗ устанавливается в предположении, что ток замыкания на землю в сети генераторного напряжения более 5А); 3) МТЗ от внешних КЗ с двумя ступенями выдержек времени (реле тока *KA4*,

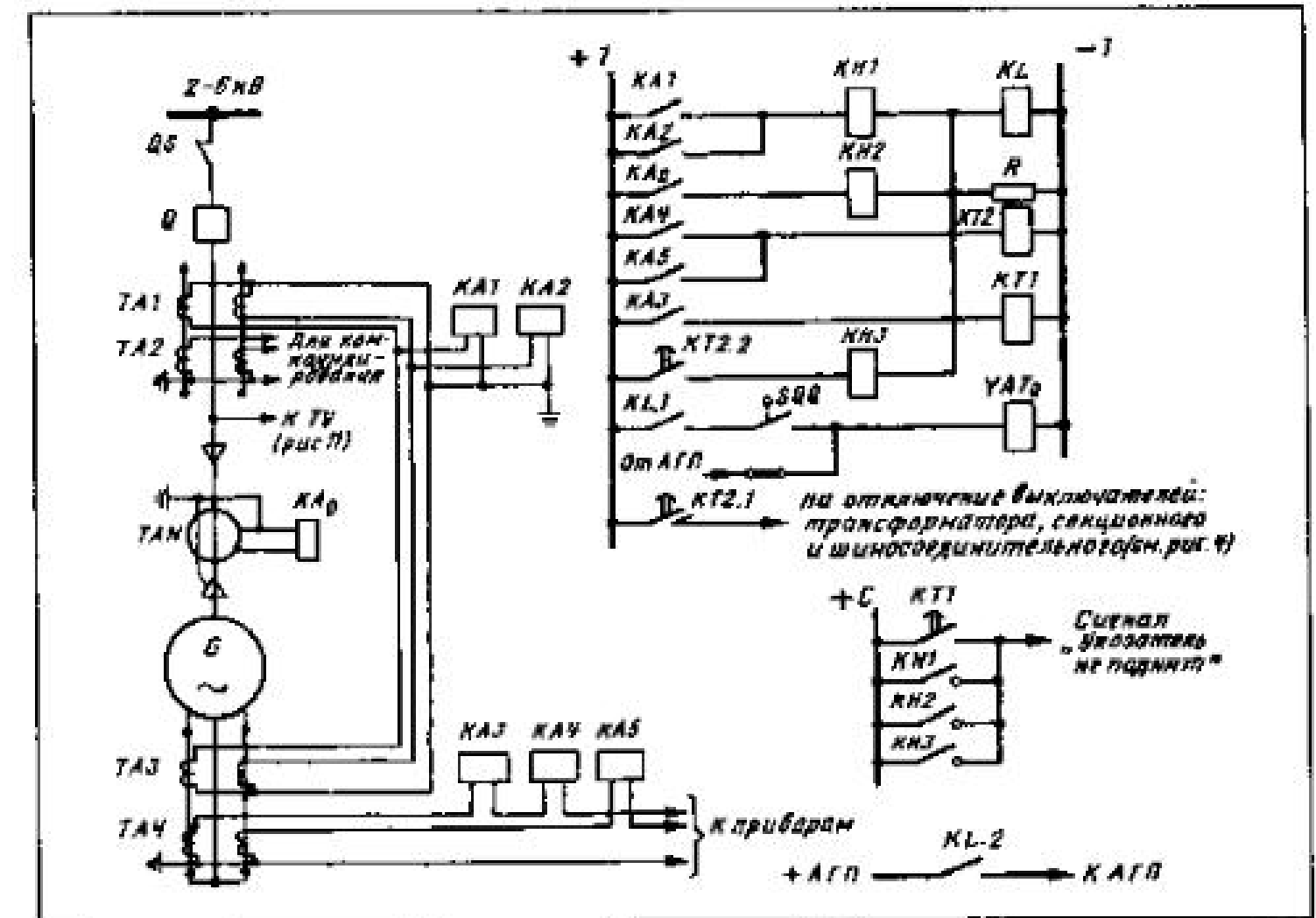


Рис. 26. Схема защиты турбогенератора 3 – 6 кВ мощностью 1 МВт и менее, имеющего выводы отдельных фаз обмотки статора со стороны нейтрали:

TAN — трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛ; *KA1*, *KA2* — реле дифференциальные серии РНТ-560; *KA3* – *KA5* — реле токовые серий РТ-40 или РСТ; *КТ1*, *КТ2* — реле времени; *КЛ* — реле промежуточные; *КИ1* – *КИ3* — реле указательные

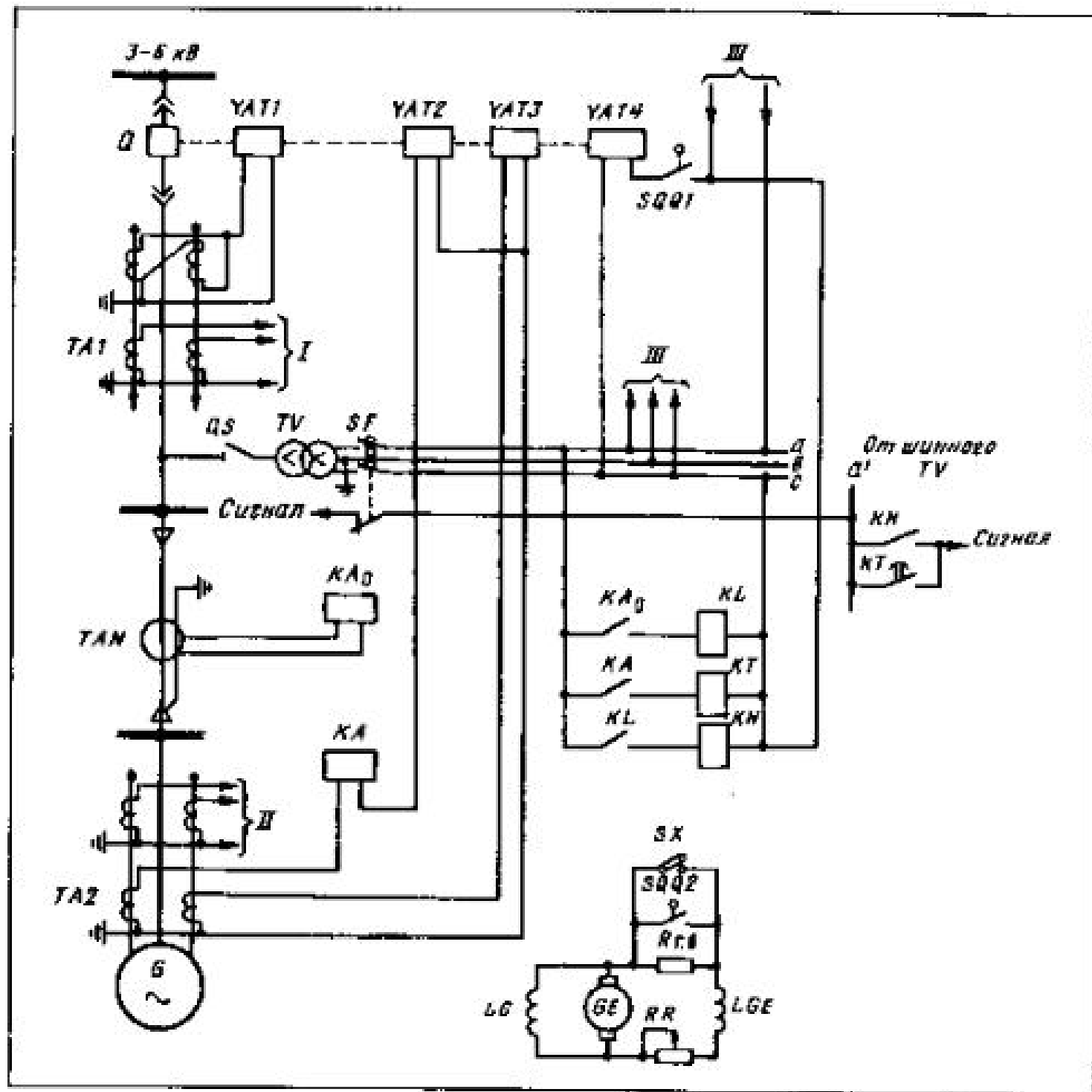


Рис. 27. Схема защиты турбогенератора 3 – 6 кВ мощностью 1 МВт и менее на переменном оперативном токе:

I — к устройству компаундирования; II — к измерительным приборам; III — дистанционное отключение выключателя

KA5, реле времени KT2); 4) МТЗ от симметричной перегрузки в однофазном исполнении (реле KA3, KT1) с действием на сигнал.

Все РЗ, кроме защиты от перегрузки, действуют через общее выходное промежуточное реле KL на электромагнит отключения YAT_Q выключателя Q и на специальный контакт, осуществляющий автоматическое гашение магнитного поля генератора. Каждая РЗ имеет свое указательное реле (KN1 – KN3), что облегчает выяснение причины отключения генератора. В схеме предусмотрена цепь отключения выключателя генератора при случайном действии АГП, т.е. при возникновении асинхронного режима генератора.

Защиты всех типов выполнены в соответствии с требованиями, изложенными выше.

При необходимости повышения чувствительности МТЗ от внешних КЗ она может быть выполнена по схеме на рис. 16, т.е. с пуском по напряжению.

Для дифференциальной РЗ рекомендуется использовать трехрелейную схему с реле серии РНТ-560 (см. рис. 7, б), обеспечивающую быстрое отключение генератора при двойных замыканиях на землю, при этом должны быть установлены ТТ во всех трех фазах.

При необходимости может быть выполнена и РЗ от повышения напряжения.

На рис. 27 в качестве примера показана схема РЗ турбогенератора мощностью 1 МВт и менее напряжением выше 1 кВ, выполненная на переменном оперативном токе. Схема включает: 1) токовую отсечку с одним реле прямого действия YAT1 типа РТМ, включенным на разность токов двух фаз (для повышения чувствительности отсечки могут устанавливаться два реле типа РТМ, включенные по схеме на рис. 8, б); 2) МТЗ от замыканий на землю с кабельным трансформатором тока нулевой последовательности TAN и чувствительным токовым реле KA₀; 3) МТЗ от внешних КЗ, выполненную с двумя реле прямого действия YAT2, YAT3 типа РТВ, имеющими обратно зависимую от тока характеристику времени действия; 4) МТЗ от симметричной перегрузки в однофазном исполнении (реле KA, KT), действующую на сигнал.

Источниками оперативного тока для РЗ, действующих при КЗ, являются трансформаторы тока TA1, TA2, а для РЗ, действие которых происходит при повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся значительным снижением напряжения, трансформатор напряжения TV. При этом для большей надежности TV не имеет предохранителей на стороне высшего напряжения. Гашение магнитного поля генератора осуществляется введением гасительного сопротивления R_{г.в} в цепь возбуждения возбудителя, дещунтирование R_{г.в} осуществляется вспомогательным контактом выключателя.

Цели сигнализации питаются от независимого источника оперативного тока — от шинного трансформатора напряжения. Это необходимо для обеспечения сигнализации отключившегося положения автомата QS генераторного трансформатора напряжения. Дистанционное неавтоматическое отключение выключателя производится специальной катушкой отключения YAT4, получающей питание от TV. Эта же катушка используется для отключения выключателя при действии РЗ генератора от замыканий на землю.

6. Особенности выполнения защиты блока генератор – трансформатор с использованием аналоговых реле

Генератор и трансформатор образуют блок, если генератор присоединяется к сборным шинам ЭС через свой повышающий трансформатор. На блоке генератор – трансформатор устанавливаются такие же РЗ, что и на генераторах, и на трансформаторах в случае их отдельной работы. При этом появляется возможность сократить число РЗ, так как некоторые типы защит могут быть выполнены общими. Например, для блоков малой и средней мощности при отсутствии выключателя между генератором и трансформатором выполняется общая продольная дифференциальная РЗ (если в результате расчета ее ток срабатывания получается не более $1,5I_{г.ном}$). Также выполняется одна общая РЗ от внешних КЗ и одна защита от перегрузки.

Токсовая защита от внешних КЗ выполняется трехрелейной для повышения чувствительности в случаях установки трансформатора со стандартным соединением обмоток $Y/\Delta-11$. При двухфазных КЗ на стороне звезды такого трансформатора в одной из фаз генератора проходит ток, в 2 раза больший, чем в других фазах. При трехрелейном выполнении РЗ при всех трех вариантах двухфазных КЗ (A и B , B и C , A и C) в одном из реле защиты будет проходить больший ток, равный по значению току трехфазного КЗ, приведенному к реле ($I_p = I_k^{(3)}/K_f$, где K_f — коэффициент трансформации ТТ). При двухрелейном исполнении чувствительность РЗ снижается в 2 раза.

Выбор уставок МТЗ блока не имеет существенных отличий и производится по приведенным выше выражениям. Следует лишь напомнить, что при расчете токов КЗ, посылаемых генератором при КЗ во внешней сети и приходящих от ЭЭС при повреждении в генераторе, необходимо учитывать сопротивление трансформатора. Например, выражение (6) примет следующий вид:

$$I_{к.маг}^{(3)} = \frac{E_*^2}{x_{*d}^2 + x_{*t}} I_{г.ном} \quad (47)$$

где $x_{*t} = u_k \% / 100$ — индуктивное сопротивление трансформатора, отн.ед.

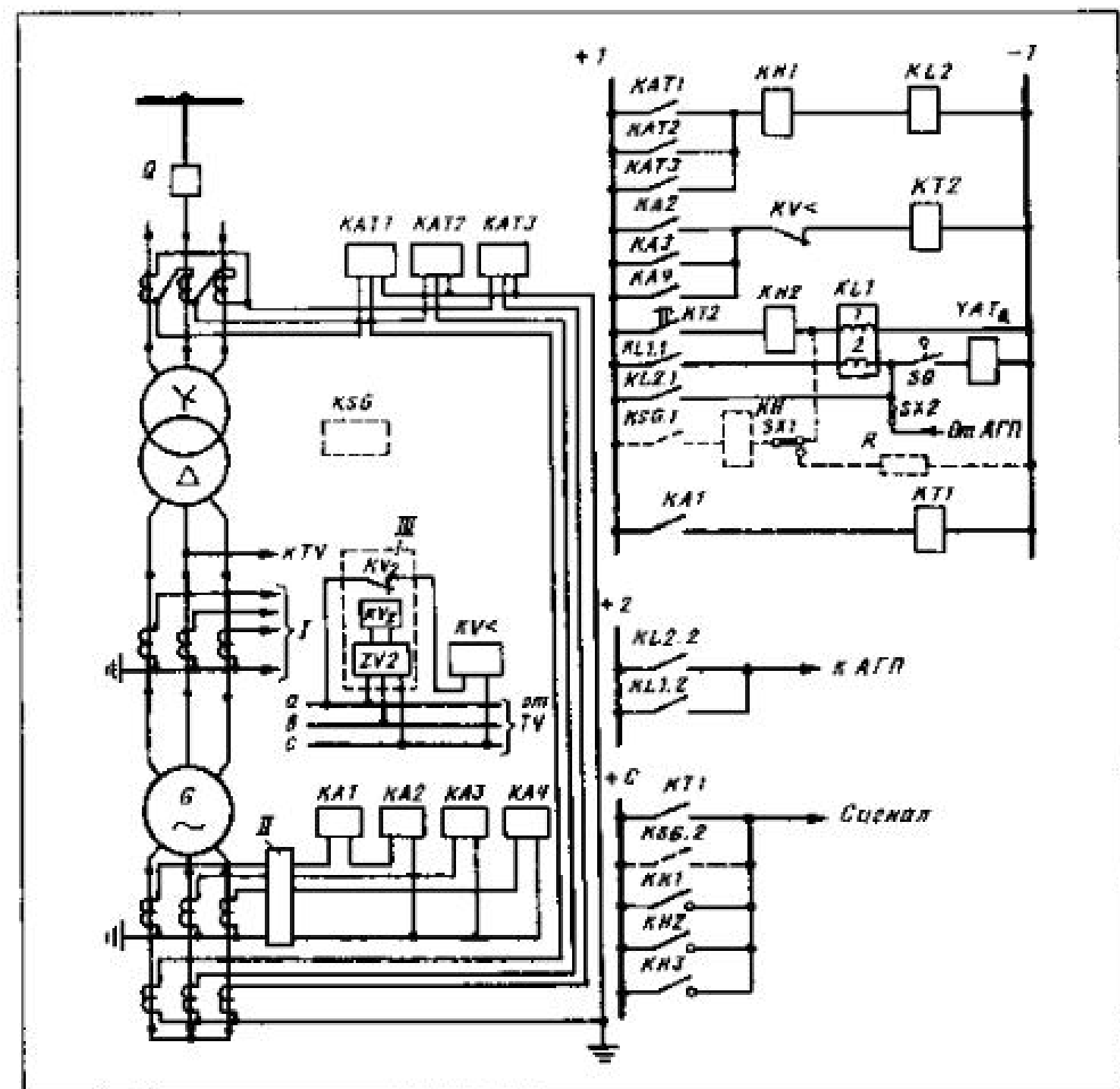


Рис. 28. Схема защиты блока турбогенератор-трансформатор 35-6/6-2 кВ мощностью более 1 до 30 МВт:

I — к устройству компаундирования; II — измерительные приборы; III — пусковой блок напряжения

Выражение (47) справедливо при одинаковых мощностях генератора и трансформатора.

Продольная дифференциальная РЗ блоков выполняется иначе, чем для генераторов, работающих на шины. Это объясняется особенностями силового трансформатора, входящего в блок [5, 6, 9].

На рис. 28 показана схема РЗ блока турбогенератор – трансформатор мощностью от 1 до 30 МВт, которая включает: 1) продольную дифференциальную РЗ в трехрелейном исполнении с реле $KAT1 - KAT3$ серии РНТ; 2) МТЗ от внешних КЗ с комбинированным пуском напряжения (реле $KA2 - KA4$, блок III, $KV<$ и $KT2$); 3)

МТЗ от симметричной перегрузки (реле KAI, KTI), действующую на сигнал; 4) газовую защиту KSG .

При работе блока на сеть с глухо заземленной нейтралью (110 кВ и выше) дополнительно к перечисленным защитам устанавливается МТЗ нулевой последовательности от КЗ на землю в сети. Чаще всего реле этой защиты подключают к ТТ, установленному в заземленной нейтрали обмотки 110 кВ и выше трансформатора. На блоках, имеющих ответвление генераторного напряжения для питания собственных нужд, МТЗ от внешних КЗ выполняется с двумя ступенями. Первая ступень действует на отключение выключателя блока, вторая с большим временем — на устройство АГП.

На рис. 28 показаны два выходных реле ($KL1$ и $KL2$), установка которых обеспечивает разделение выходных цепей РЗ, резервирующих друг друга (например, при отказе выходного реле дифференциальной РЗ блок будет отключен действием МТЗ или газовой защиты).

Расчет уставок МТЗ от внешних КЗ с комбинированным пуском напряжения производится так же, как и для генераторов, работающих на шины, по выражению (29) при $k_H = 1,1 \div 1,25$ и выражениям (30) – (32), (34), (35). При расчете токов КЗ необходимо учитывать сопротивление трансформатора, особенно при вычислении начального значения тока (при $t = 0$). В установившемся режиме КЗ за трансформатором блока $x_{от} \gg x_T$, и поэтому сопротивление трансформатора не оказывает существенного влияния на значение тока $I_{\infty}^{(3)}$, посылаемого генератором. Расчет продольной дифференциальной защиты блоков имеет ряд особенностей [9]. Там же приведены схемы выполнения и методы расчета РЗ блоков, имеющих ответвления на собственные нужды на стороне генераторного напряжения.

7. Цифровые защиты генераторов и блоков генератор – трансформатор

В цифровых реле все аналоговые величины (токи, напряжения) поступают в специальное устройство, называемое аналого-цифровым преобразователем (АЦП), который затем представляет необходимую информацию в цифровом виде в микропроцессор, т.е. в миниатюрный компьютер. Поэтому в зарубежной литературе цифровую защиту часто называют компьютерной, “выполненной на компьютерной базе”, т.е. на элементах вычислительной техники (computer base protection). Встречается и название “дигитальное” реле — от английского слова digit, обозначающее однозначное число, цифру, “единицу”, т.е. принцип, на котором построена вычислительная техника и, соответственно, цифровые реле.

В цифровом реле может быть записано большое число программ для работы РЗ с различными функциями и характеристиками (алгоритмами). Программы, алгоритмы и регулировочные значения заложены в память реле, к которой имеет доступ микропроцессор. Микропроцессорная система, работающая в реальном времени, использует заложенные или предварительно обработанные данные временных зависимостей в защищаемом элементе. Например, цифровое максимальное реле тока с обратозависимой времятоковой характеристикой вычисляет по заданному алгоритму необходимое время срабатывания реле в зависимости от данного значения тока КЗ или тока перегрузки генератора. Необходимая времятоковая характеристика должна быть заранее выбрана из нескольких заложенных характеристик и запрограммирована с помощью регулировочных ключей-команд [12].

Компьютерные программы используются не только для обеспечения функционирования цифровых реле, но и для их дистанционной настройки и обслуживания. Например, программа SMS (Station Monitoring System, т.е. система контроля устройства) позволяет выставлять уставки срабатывания и, при необходимости, их изменять, не выходя из помещения службы РЗ.

Компьютерные программы могут быть составлены и для целей изучения и освоения цифровых реле. Например, для реле серии SPACOM (ABB) выпущена библиотека программ Simulator, предназначенных для персонала служб РЗ.

Цифровая техника РЗ быстро развивается по мере совершенствования элементной базы вычислительной техники в сторону расши-

рения функциональных возможностей реле без увеличения габаритов и стоимости реле защиты. В подтверждение сказанного мы рассмотрим далее современную цифровую защиту электрической машины (генератора или двигателя) типа REM 543, разработанную в фирме ABB Substation Automation Oy (г. Васа, Финляндия) в конце 90-х годов. Этот терминал, т.е. устройство, выполняющее задачи измерения, управления и защиты, осуществляет столько защитных функций, что может заменить три или четыре цифровых реле ABB серии SPACOM (SPAУ, SPAD, SPAG), разработанной двумя десятилетиями ранее, или около трех десятков аналоговых реле.

В новых цифровых реле и терминалах серии RE 500 (ABB, Финляндия, Швеция), SEPAM (Шнейдер-Электрик, Франция) и некоторых других предусмотрена возможность получения информации о токах и напряжениях защищаемого элемента как от традиционных электромагнитных ТТ и ТН, так и от малогабаритных воздушных трансформаторов (датчиков) по типу "пояс Роговского" [16]. Отсутствие в этом датчике нелинейного ферромагнитного сердечника (магнитопровода) обеспечивает малую погрешность преобразования первичных величин во вторичные и очень широкий диапазон измерения первичных токов. Основным недостатком "пояса", или "катушки" Роговского является малая отдаваемая мощность и низкий уровень выходного сигнала, что сделало его непригодным для питания электромеханических реле, и поэтому задержало его массовое использование в РЗ электроустановок почти на 100 лет. Для цифровых защит датчики по типу "катушки" Роговского стали широко использоваться лишь в середине 90-х годов.

Преимущества цифровых реле. Для производителей изготовление цифровых реле значительно проще, чем аналоговых, особенно электромеханических, поскольку производство и контроль качества цифровых реле максимально автоматизированы (см. Приложение 2). Для потребителей цифровые реле также привлекательны, так как обладают рядом уникальных достоинств. В первую очередь надо отметить уже упоминавшуюся непрерывную самодиагностику, которая обеспечивает высокую надежность срабатывания и несрабатывания этих реле и позволяет существенно сократить объемы и сроки периодических профилактических проверок защитных устройств.

Цифровые РЗ при умелом использовании их характеристик обеспечивают отключение КЗ более быстрое, чем это могут сделать электромеханические защиты. Для электрических машин цифровые реле позволяют дополнительно осуществить так называемые "про-

филактические" защиты от опасных ненормальных режимов, предотвращающие возникновение КЗ. Вместе с высокой надежностью срабатывания эти возможности цифровых реле помогают снизить ущербы от недоотпуска электроэнергии потребителям и затраты на обслуживание и ремонт электрооборудования.

Цифровые реле, выполненные на компьютерной элементной базе, органично входят в современную цифровую АСУ электроустановок, как ее нижний уровень. Эти реле-терминалы обеспечивают не только защиту от КЗ и ненормальных режимов, но и управление коммутационными аппаратами, регистрацию параметров нормальных и аварийных режимов, учет электроэнергии, передачу данных на верхний уровень АСУ и прием входящих команд.

Рассмотрим несколько типов цифровых реле и терминалов для защиты генератора, некоторые из которых используются на электростанциях России и других республик бывшего СССР.

Цифровая система защиты генераторов REG 216 и защитные терминалы REG 100. Эти устройства концерна ABB разработаны в 80-х годах и успешно эксплуатируются более 10 лет во многих странах, в том числе в России.

Система REG 216 имеет модульную конструкцию и может поставляться в двух исполнениях: в виде шкафа или в виде компактного ящика (с уменьшенным числом входов и выходов). Система позволяет реализовать более 25 защитных функций, выбираемых из одной библиотеки. Настройка производится через ЭВМ. Обеспечивается непрерывный контроль аппаратного и программного обеспечения, а также питания оперативных цепей. Имеется индикация и выдача печатной копии событий, встроен самописец неисправностей самой системы.

Для генераторов мощностью от 10 до 25 МВт могут быть использованы следующие типы защитных функций, соответствующие Правилам [2]: продольная дифференциальная РЗ от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, РЗ от замыканий на землю в обмотке статора, РЗ от сверхтоков в обмотке статора, обусловленных КЗ и перегрузками, РЗ цепей возбуждения, РЗ от повышения напряжения. Может быть задействована функция максимальной токовой отсечки и ряд других функций, рассмотренных выше.

Для повышения надежности срабатывания РЗ генератора при опасных повреждениях эти устройства выполнены с дублированием защитных функций двумя независимыми системами. Например, функция дифференциальной РЗ генератора реализована в одной

подсистеме, а МТЗ — в другой, РЗ от замыканий на землю в обмотке статора имеются в двух подсистемах и т.д.

Цифровой терминал управления и защиты генераторов REG 316*4. Эти устройства предназначены для РЗ генераторов, двигателей и блоков генератор-трансформатор. Они могут выполнять функции продольной дифференциальной РЗ генератора (или трансформатора), МТЗ с зависимой и независимой времятоковыми характеристиками с пуском или без пуска по напряжению, МТЗ обратной последовательности, РЗ от повышения и понижения напряжения, от замыканий на землю в обмотках статора и ротора, от потери возбуждения, частотных РЗ и др.

Цифровые терминалы REG 316 разных типов исполнений установлены и находятся в эксплуатации на нескольких электростанциях России и республик бывшего СССР, в основном на генераторах средней и большой мощности. Необходимые типы РЗ, количество ступеней и выбранные уставки срабатывания запрограммированы с помощью ЭВМ. На этом генераторе эксплуатируются терминалы REG 316 трех типов исполнений с различными функциями защит, а именно:

1) REG 316(2) код A1 B0 C1 D0 U1 K63 H1 E2 I3 F2 J3 Z0 Y0 M1 SR200 L004 P21 со следующими функциями:

продольная дифференциальная РЗ генератора; РЗ от замыканий на землю в обмотке ротора; РЗ от несимметричной перегрузки с независимой характеристикой; РЗ от замыканий на землю в сети 10 кВ (две ступени); РЗ от перевозбуждения и от понижения частоты; РЗ от повышения напряжения статора; РЗ от двигательного режима, 1-я ступень (РЗ обратной мощности); логика отключения от внешних устройств РЗ и автоматики ЭС;

2) REG 316(3) код A1 B1 C0 D0 U1 K66 H4 E2 I4 F2 J4 Z0 Y0 M1 SR300 L004 P21 со следующими функциями: РЗ от замыканий на землю на стороне 110 кВ блочного трансформатора; газовая защита ТСН; логическая защита от повышения температуры масла ТСН; МТЗ с пуском минимального напряжения; РЗ от потери возбуждения; РЗ от двигательного режима, 2-я ступень (РЗ обратной мощности); РЗ минимального полного сопротивления блока (РЗ от асинхронного хода); РЗ от несимметричной перегрузки с независимой характеристикой; логика отключения от РЗ ОРУ 110 кВ ЭС;

3) REG 316(2) код A1 B0 C1 D0 U1 K63 H4 E2 I4 F2 J4 Z0 Y0 M1 SR200 L004 P21 со следующими функциями: РЗ от замыканий на землю обмотки статора; РЗ от понижения частоты; РЗ от повышения напряжения — ступени с выдержкой и без выдержки времени.

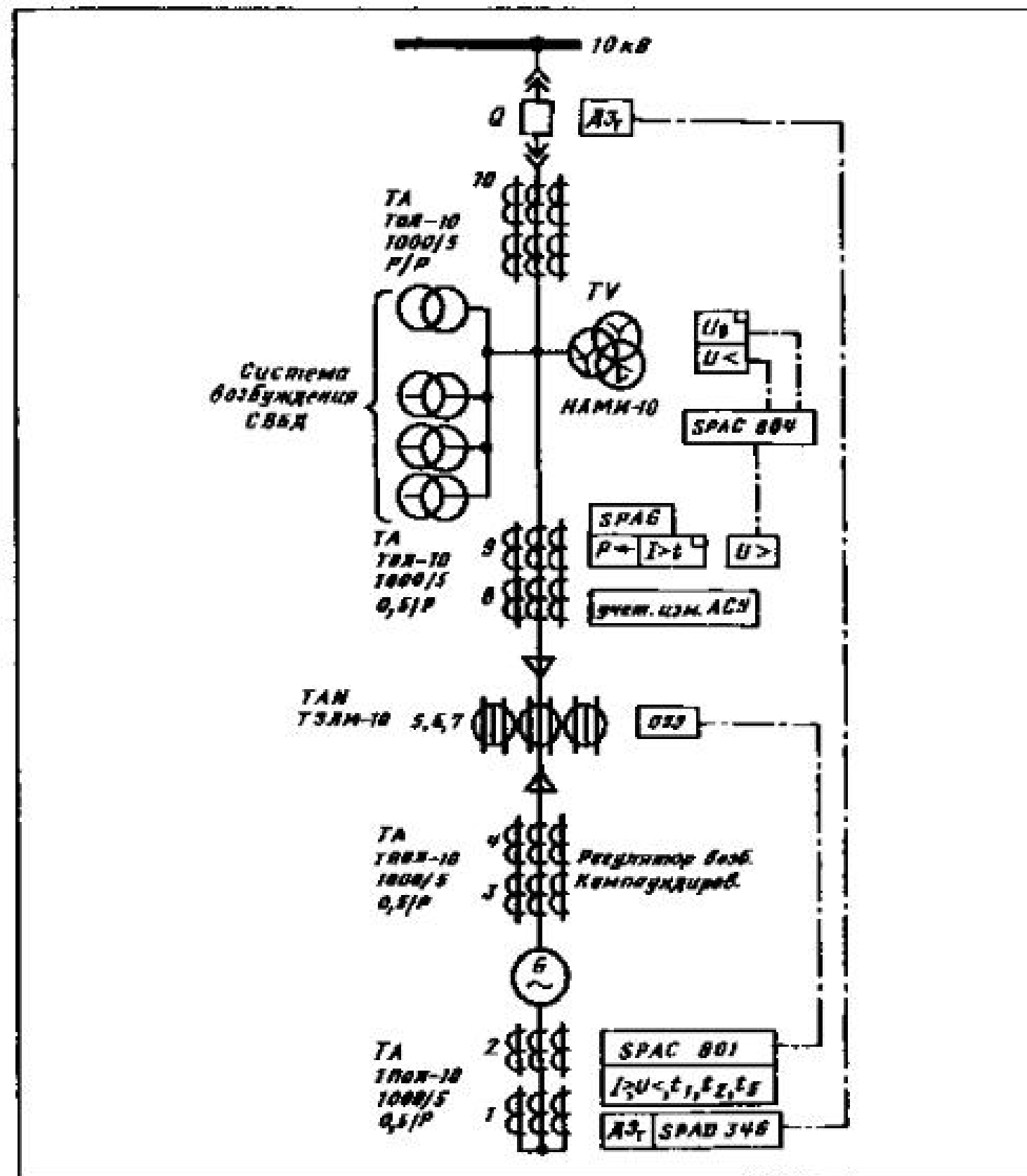


Рис. 29. Схема размещения цифровых реле и терминалов для защиты турбогенератора напряжением 2 — 10 кВ мощностью более 1 МВт, имеющего выводы отдельных фаз обмотки статора со стороны нейтрали.

Типы реле, терминалов, трансформаторов тока и напряжения показаны на схеме

Защита генератора с использованием цифровых реле и терминалов АBB серии SPACOM [12]. На рис. 29 приведена схема размещения цифровых реле серии SPACOM для РЗ генератора мощностью 9,5 МВт электростанции РАО "Газпром" (проект 1998 г., Оргэнергогаз, С.-Петербург). В соответствии с Правилами [2] комплект из

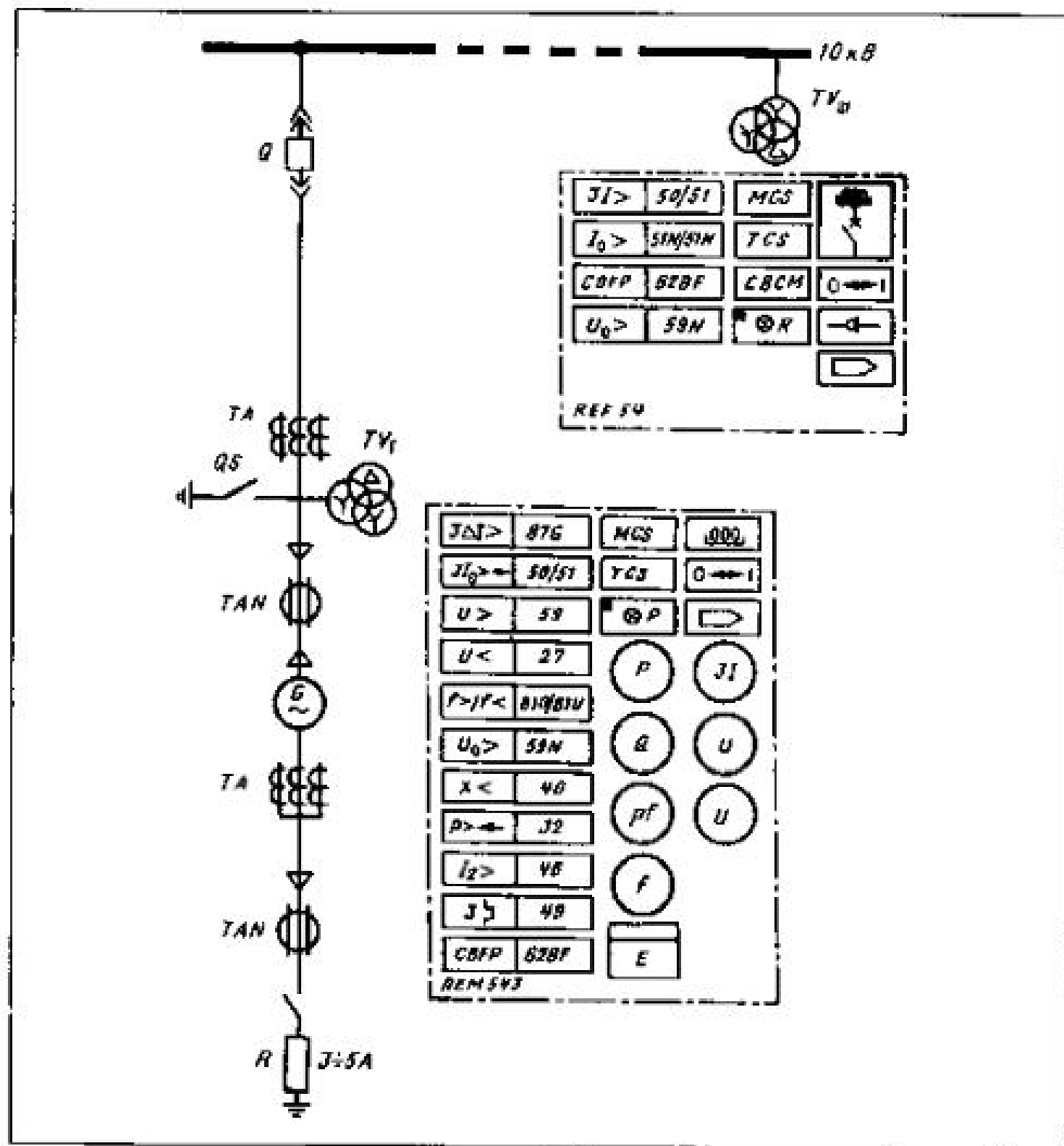


Рис. 30. Цифровые защиты дизель-генератора с резистивно-заземленной нейтралью (с малым током замыкания на землю) по информации АБВ 1999 г.

четыре цифровых реле этой серии осуществляет: 1) дифференциальную РЗ в трехфазном исполнении DZ_T с использованием реле SPAD 346, включенного на трансформаторы тока I и I_0 ; 2) МТЗ от анетших КЗ в трехфазном исполнении с пуском минимального напряжения с двумя выдержками времени и с ускоренным временем отключения t_y при включении выключателей на КЗ, с использованием терминала серии SPAC 800 производства "АБВ Реле-Чебоксары" (а именно SPAC 801), токовые цепи которого подключены к трансформаторам тока 2 со стороны нейтрали генератора; 3) РЗ от

однофазных замыканий на землю $OЗЗ$, причем используется этот же терминал, к которому подводятся токовые цепи от трансформаторов тока нулевой последовательности 5, 6, 7; 4) РЗ от повышения напряжения $U >$ с использованием соответствующего модуля реле SPAU или терминала SPAC 804 ("АБВ Реле-Чебоксары"); 5) сигнализацию замыканий на землю в сети генераторного напряжения $3U_0 >$ с использованием другого модуля этого же терминала; 6) РЗ от обратной мощности $P \leftarrow$ с использованием реле SPAG; 7) РЗ от симметричной перегрузки $I > i$ (SPAG).

Надо отметить, что цифровое реле типа SPAG, использованное в РЗ генератора на рис. 29 для выполнения функции защиты от обратной мощности, имеет более широкие возможности. В частности, оно осуществляет дифференциальную РЗ от однофазных замыканий в обмотке статора для генераторов, работающих с заземленной нейтралью (рис. 30). За рубежом такой режим нейтрали широко распространен для генераторов напряжением выше 1 кВ, в то время как у нас этот режим нейтрали используется лишь для генераторов напряжением ниже 1 кВ (см. рис. 24).

Использование в схеме на рис. 29 терминала серии SPAC 800 (SPAC 801) для РЗ от однофазных замыканий на землю в статоре генератора допустимо либо при достаточных значениях емкостного тока в сети генераторного напряжения, либо при заземлении нейтрали в этой сети через активное сопротивление, так как реле и терминалы серии SPACOM реагируют на токи замыкания на землю только промышленной частоты. Для сетей, работающих с компенсацией емкостных токов и резонансной настройкой дутогасящего реактора "АБВ Реле-Чебоксары" готовит вариант реле, реагирующего на высшие гармонические составляющие в токе замыкания на землю. При необходимости может быть использован новый блок РЗ от замыканий на землю типа ЗГНП, если на операторе предусмотрена продольная дифференциальная РЗ (см. рис. 12).

Защита генераторов и блоков генератор — трансформатор с новым цифровым терминалом REM 543. Реле и терминалы серии SPACOM (АБВ, Финляндия, Россия) в количестве, исчисляемом сотнями тысяч, работают в десятках стран мира уже более 10 лет, в том числе в России — более 5 лет. Однако цифровая РЗ продолжает совершенствоваться. В релестроительных компаниях, входящих в концерн АБВ, освоено новое направление в создании цифровых аппаратов РЗ и управления, в наименование которых входят латинские буквы RE, а цифры начинаются с 500 ("пятисотая серия").

Терминал REM 543 по информации 1999 г. фирмы-изготовителя ABB Substation Automation Oy (Финляндия, г. Васа) предназначен для РЗ, управления, измерений и контроля состояния синхронных машин (генераторов, электродвигателей) и больших асинхронных электродвигателей. Измерение токов и напряжения защищаемой машины может производиться либо с помощью традиционных измерительных трансформаторов, либо с помощью датчиков тока и напряжения, выполненных по принципу "катушки" Роговского. Терминал может осуществлять все необходимые функции РЗ генераторов и электродвигателей, в том числе: продольную дифференциальную РЗ, защиту от потери возбуждения, тепловую защиту от перегрузки, защиту от несимметричной перегрузки, частотную защиту, защиту от обратной мощности, контроль пуска, электродвигателей. При этом все защиты функционируют независимо друг от друга.

Терминал REM 543 может использоваться в качестве основной РЗ генераторов и блоков генератор-трансформатор на электростанциях малой и средней мощности, в том числе на дизельных, гидравлических и паровых электростанциях.

На рис. 30 представлена функциональная схема РЗ дизель-генератора, работающего на сборные шины, с указанием коммутационных аппаратов, трансформаторов тока и напряжения, а также цифровых терминалов REM 543 и REF 54_ с условными обозначениями их защитных функций. Схема приводится по информации АВВ, поэтому на ней показано заземление нейтрали генератора через резистор, как это практикуется в зарубежных странах (см. выше), и сохранены условные обозначения соответствующих РЗ, принятые в АВВ. Функции управления, измерений и контроля не показаны.

В терминале REM 543 (рис. 30) предусмотрены следующие типы РЗ: трехфазная дифференциальная защита генератора $3\Delta I >$; защита от повышения напряжения $U >$; мгновенная дифференциальная токовая защита от замыканий на землю с направленными ступеням $\Delta I_0 > \rightarrow$; трехступенчатая РЗ напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю $U_0 >$; двухступенчатая РЗ от потери возбуждения $X <$ (защита от асинхронного хода); трехступенчатая РЗ от превышения мощности и от обратной мощности $P > \leftarrow$; двухступенчатая МТЗ обратной последовательности $I_2 >$; трехфазная тепловая защита от перегрузки 3^2 ; защита от неисправности выключателя CBFP (УРОВ). Этот набор защитных функций удовлетворяет Правилам [2]. В России это устройство пока не используется.

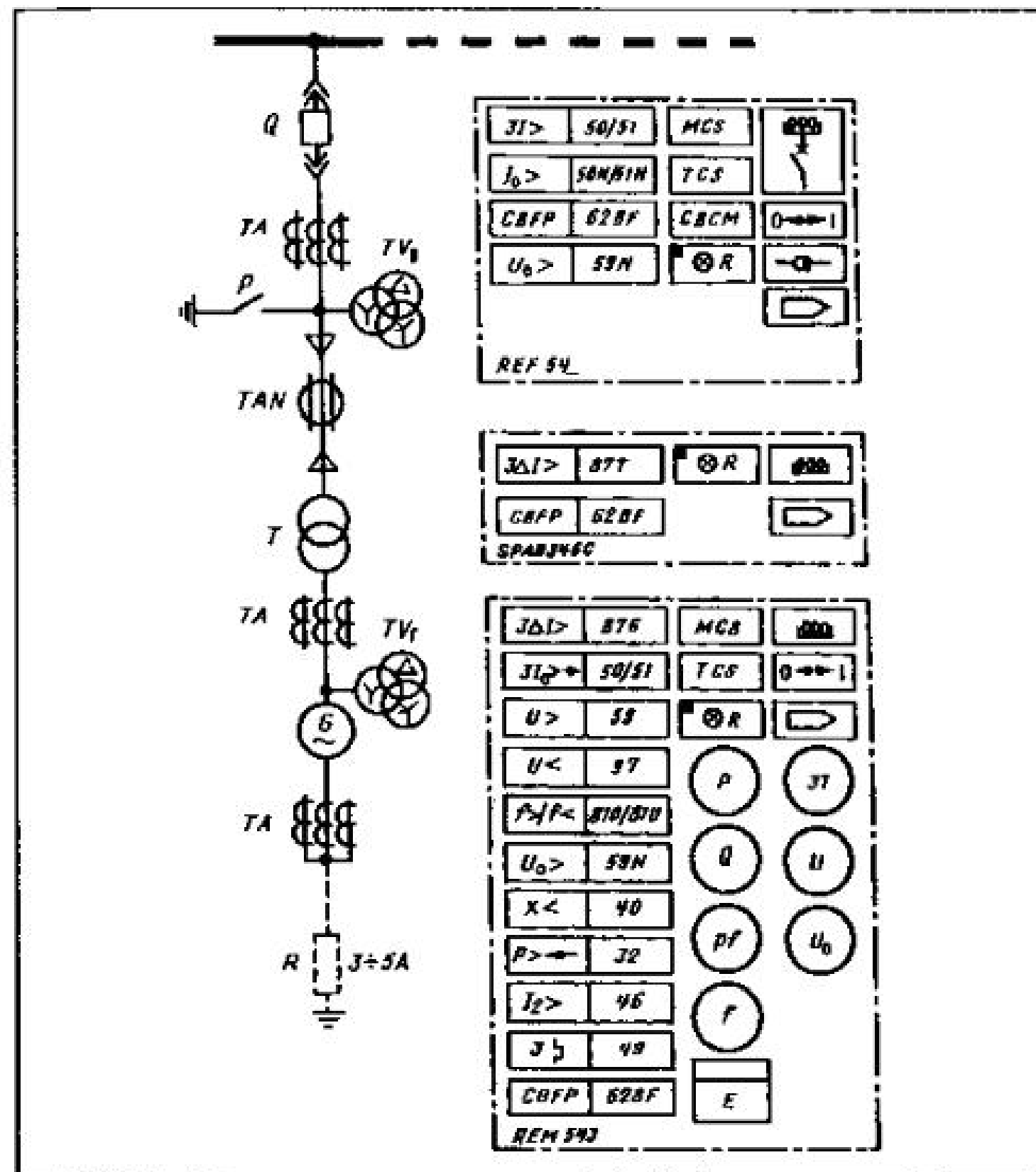


Рис. 31. Цифровые защиты блока генератор – трансформатор (с возможностью замыкания нейтрали генератора через резистор R)

К терминалу REM 543 подводятся токовые цепи от TA и TAN, установленных на выводах генератора со стороны нулевых выводов и выводов, обращенных к сборным шинам, а также цепи от трансформатора напряжения генератора TV_Г. К терминалу REF 54_ подводятся цепи от шинного трансформатора напряжения TV_Ш. Этот терминал в данной схеме выполняет функции общестанционных РЗ от повышения и понижения напряжения $3U >$ и $3U <$; РЗ по напря-

жению нулевой последовательности для действия при замыканиях на землю в сети генераторного напряжения $U_0 >$; РЗ, реагирующей на скорость изменения частоты df/dt (используется в АЧР, а также при необходимости, в делительной защите, см. далее).

Пример выполнения РЗ блока генератор-трансформатор с использованием новых цифровых терминалов АВВ показан на рис. 31 по той же информации АВВ 1999 г. Для РЗ использованы новые терминалы REM 543 (описание см. выше), REF 54_, а также цифровое multifunctional реле типа SPAD 346С из серии SPACOM (в основном для выполнения общей дифференциальной РЗ блока $3\Delta I >$). Условные обозначения отдельных типов РЗ такие же как на рис. 30.

Современные цифровые терминалы для РЗ различных электроустановок выпускает также известная в России релейностроительная фирма Мерлен-Жерэн, входящая в электротехническую группу "Шнейдер Электрик" (Франция). Терминалы этой фирмы типа SEPAM могут быть запрограммированы на выполнение всех необходимых функций РЗ генераторов, о которых говорилось выше, в том числе дифференциальной РЗ, двухступенчатой МТЗ с пуском (или без пуска) по напряжению, РЗ от однофазных и двойных замыканий на землю, защит от симметричной и несимметричной перегрузки, от потери возбуждения, от повышения напряжения, тепловой защиты. Имеется возможность выполнить УРОВ (устройство резервирования отключения выключателя). При необходимости может быть осуществлена делительная защита с пуском по частоте, по снижению напряжения, появлению напряжения обратной последовательности. Терминалы типа SEPAM находят применение в России на электростанциях РАО "Газпром". В одном из проектов фирмы Оргэнергогаз (г. С.-Петербург) для РЗ генератора напряжением 6 или 10 кВ мощностью более 1 МВт используются два терминала SEPAM 2000, один из которых выполняет, главным образом, функции основной — дифференциальной РЗ, а другой — остальных РЗ, перечисленных выше. Часть РЗ дублируется первым и вторым терминалами (МТЗ, защиты от перегрузки). В одном из комплектов осуществляется РЗ от замыканий на землю по току нулевой последовательности (питающаяся от трансформаторов тока нулевой последовательности кабельного типа), в другом — по напряжению нулевой последовательности (питающаяся от дополнительной обмотки ТН генератора).

8. Делительные защиты на небольших электростанциях, работающих в энергосистемах

Назначение делительных защит. Делительные защиты или автоматика деления, устанавливаемые на электростанциях малой и средней мощности, работающих в энергосистемах, предназначаются для предотвращения аварий путем:

разгрузки ЭС, нормально получающих дополнительную мощность из энергосистемы, в случае их аварийного отделения от ЭЭС с нагрузкой, превышающей располагаемую мощность;

отделения ЭС, работа которых не позволяет осуществить автоматическое повторное включение (АПВ) ЛЭП или автоматическое включение резерва (АВР) на питающих ЛЭП.

На рис. 32 приведена одна из схем сети, по которой может осуществляться параллельная работа небольшой электростанции с энергосистемой. Потребляемая мощность нагрузки I секции, включая собственные нужды СН, соответствует вырабатываемой мощности генераторов $G1$ и $G2$. Для обеспечения нагрузки II секции получается дополнительная мощность из энергосистемы через понижающий трансформатор T , подключенный отпайкой к ЛЭП связи с энерго-

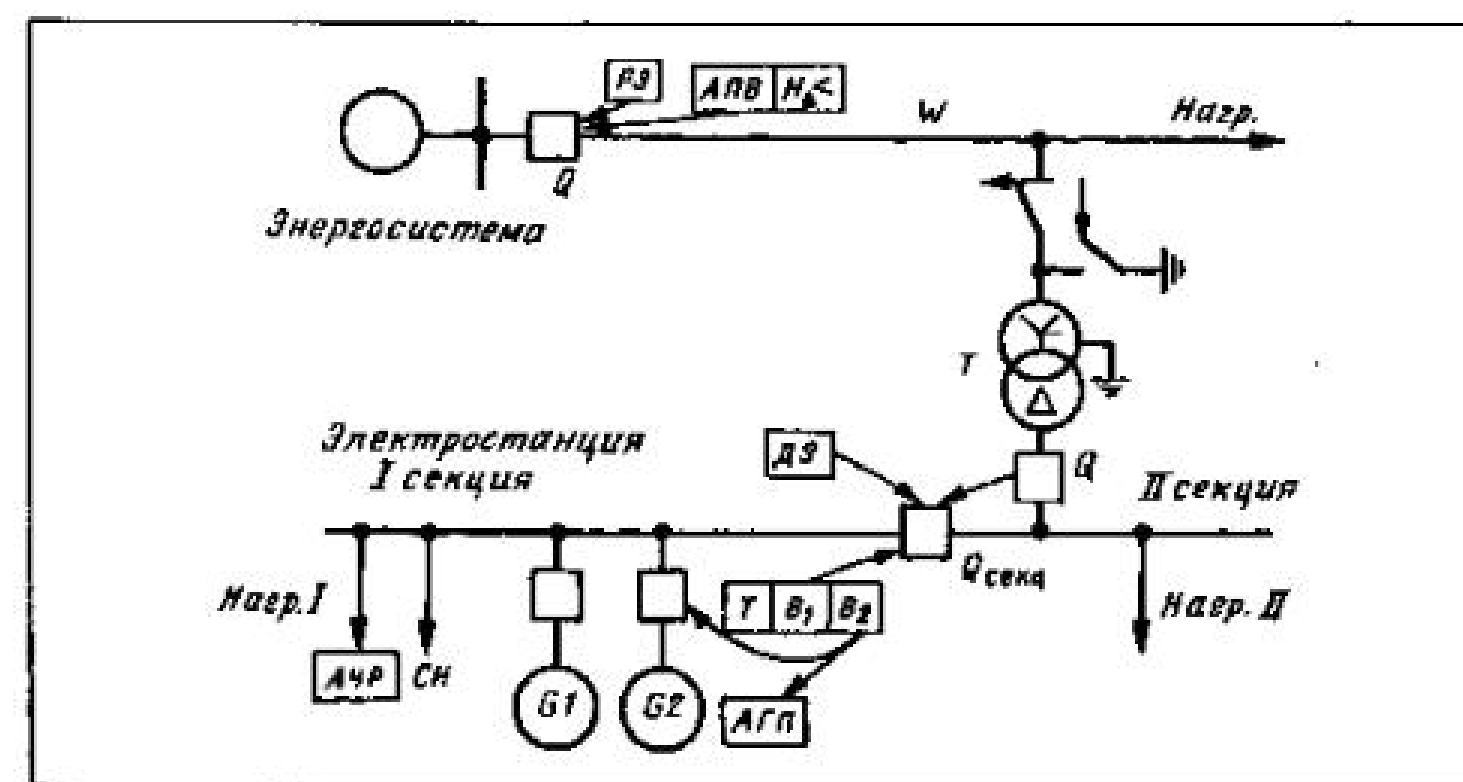


Рис. 32. Схема энергорайона с местной электростанцией, работающей параллельно с энергосистемой:

T, B_1, B_2 — защита генератора от внешних КЗ: токовая, минимального напряжения или токовая с пуском по напряжению

системой. По этой же ЛЭП питаются и другие электроприемники района.

Рассмотрим возможные аварийные ситуации, вызванные нарушением связи электростанции с энергосистемой.

1. При отключении ЛЭП или трансформатора электростанция отделяется от энергосистемы с частью сети и нагрузкой, значительно превышающей мощность ее генераторов, в результате чего возникает большой дефицит мощности. В этом случае необходимо быстро отделить генераторы с соответствующей нагрузкой и собственными нуждами от остального района отключением секционного выключателя $Q_{\text{секц}}$. Если этого не сделать, то может произойти полная остановка ЭС с потерей собственных нужд вследствие большой перегрузки генераторов и лавинообразного снижения частоты и напряжения в отделившемся районе.

2. При отключении ЛЭП в отделившемся районе образовался небольшой дефицит мощности и ЭС продолжает работать. В этом случае следует опасаться ее последующего несинхронного включения при работе устройства АПВ линии. Допустимость несинхронного включения для генераторов можно определить только расчетом (см. Приложение I).

3. При нарушении связи с ЭЭС в результате КЗ на ЛЭП необходимо как можно быстрее отключить ее от источников питания, а затем произвести АПВ со стороны ЭЭС. Отключение ЛЭП осуществляется линейным выключателем Q , на который воздействует релейная защита РЗ. Для снятия напряжения со стороны ЭС наиболее целесообразно отключить секционный выключатель $Q_{\text{секц}}$. При этом ЭС отделяется со сбалансированной нагрузкой, а восстановление питания остальных электроприемников района возлагается на АПВ ЛЭП. Такое АПВ с предварительным отделением местных ЭС называется АПВ на выделенный район нагрузки.

Из рассмотрения этих случаев видно, что назначение делительных защит ДЗ электростанций, получающих дополнительную мощность из ЭЭС, состоит в том, чтобы, с одной стороны, предотвращать опасные несинхронные включения генераторов и нарушения нормальной работы этих ЭС, а с другой — обеспечивать работу системной автоматики (например АПВ ЛЭП) и предохранять ЭЭС от развития аварий.

Если при отделении ЭС после отключения $Q_{\text{секц}}$ в некоторых режимах (ремонт одного из генераторов, маловодный период) возможно возникновение дефицита мощности, то необходимо в дополнение к делительной защите предусмотреть на ЭС устройство автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Для возможности быстрого возобновления параллельной работы ЭС с энергосистемой выключатель, на который действует делительная защита ДЗ, должен быть оборудован устройством синхронизации.

Наряду с рассмотренными случаями делительные защиты в последние годы стали использоваться для автоматического отделения от ЭЭС некоторых ТЭЦ или ГЭС (со сбалансированной нагрузкой), предназначенных для работы в качестве резервных источников в случае образования большого дефицита мощности и опасного снижения частоты в ЭЭС. Такая аварийная ситуация может иметь место в тех случаях, когда действиями устройств АЧР не удалось восстановить частоту до значения, близкого к нормальному. В этих условиях возникает опасность дальнейшего снижения частоты и напряжения в ЭЭС и остановки агрегатов собственных нужд всех электростанций, работающих в энергосистеме. Для предотвращения этого опаснейшего процесса и предназначается специальная делительная защита (ее называют также делительной автоматикой), с помощью которой в подобной ситуации часть электростанций отделяется от энергосистемы с примерно сбалансированной нагрузкой и в том числе с нагрузкой собственных нужд.

Способы выполнения делительных устройств. Автоматическое отделение ЭС от района нагрузки может быть выполнено одним из следующих способов:

а) с помощью РЗ от токов КЗ одного из элементов связи ЭС с энергосистемой (например, $Q_{\text{секц}}$ на рис. 32) или РЗ от внешних КЗ генераторов, действующей с первой ступенью на отключение $Q_{\text{секц}}$;

б) путем передачи импульса на отделение ЭС при отключении по любой причине одного из элементов связи (например, при отключении силового трансформатора T);

в) с помощью специальной делительной защиты (делительной автоматики).

Сравнивая эти способы, следует отметить, что РЗ от внешних КЗ не могут в ряде случаев обеспечить отделение электростанции из-за недостаточной чувствительности к удаленным КЗ. Кроме того, эти РЗ, как правило, имеют большие времена срабатывания, а также не могут действовать при снижении частоты.

Передача импульса на отделение небольших ЭС при отключении элементов связи применяется довольно часто, но обычно лишь в тех случаях, когда передача этого импульса происходит в пределах одного объекта. Однако существуют схемы для передачи отключающего импульса и на большие расстояния.

Наиболее эффективным устройством, обеспечивающим быстрое отделение ЭС в аварийных ситуациях, является делительная защита. В настоящее время, главным образом, применяются следующие типы делительных защит: 1) действующая при снижении частоты ($f <$); 2) реагирующая на скорость снижения частоты (df/dt); 3) действующая при снижении напряжения ($U <$); 4) реагирующая на появление симметричных составляющих обратной и нулевой последовательностей тока или напряжения (I_0, I_2, U_2) при несимметричных КЗ на элементах связи ЭС с энергосистемой; 5) реагирующая на изменение направления мощности в одном из элементов связи ЭС с энергосистемой; 6) действующая при повышении частоты (для энергосистем и частей энергосистем, в которых мощность ГЭС больше мощности ТЭЦ).

Выбор того или иного типа защиты должен производиться с учетом местных условий. Например, для энергорайонов, в которых при отделении от ЭЭС всегда создается большой дефицит мощности, достаточно установить делительные защиты по снижению частоты и напряжения. Последняя необходима потому, что защита по снижению частоты может отказать при очень быстром снижении напряжения в отделившемся районе, когда могут оказаться неэффективными и различные схемы стабилизации напряжения, подводимого к реле частоты. В этих случаях наиболее эффективна делительная защита, реагирующая на скорость снижения частоты (df/dt).

Если же при отделении от ЭЭС в районе может образоваться лишь небольшой дефицит мощности (менее 20 % для электросетей сельских районов с ГЭС и менее 30 % для промышленных узлов с ТЭС), делительная защита по снижению частоты окажется малоэффективной. При отделении от ЭЭС в таком районе будет происходить медленное снижение частоты, и срабатывание делительной защиты по снижению частоты произойдет лишь через несколько секунд или вообще не произойдет при "зависании" частоты на уровне 48 – 49 Гц.

Для такого района целесообразно применить чувствительную делительную защиту, действующую при возникновении КЗ на элементах связи ЭС с ЭЭС, которая отделит электростанцию еще до того момента, когда частота начнет снижаться.

Для тех энергорайонов, где в различные периоды года или часы суток могут меняться соотношения вырабатываемой и потребляемой мощностей, наиболее целесообразно применять такие делительные защиты, которые могли бы срабатывать и при снижении частоты и напряжения, и при КЗ на элементах связи с энергосистемой.

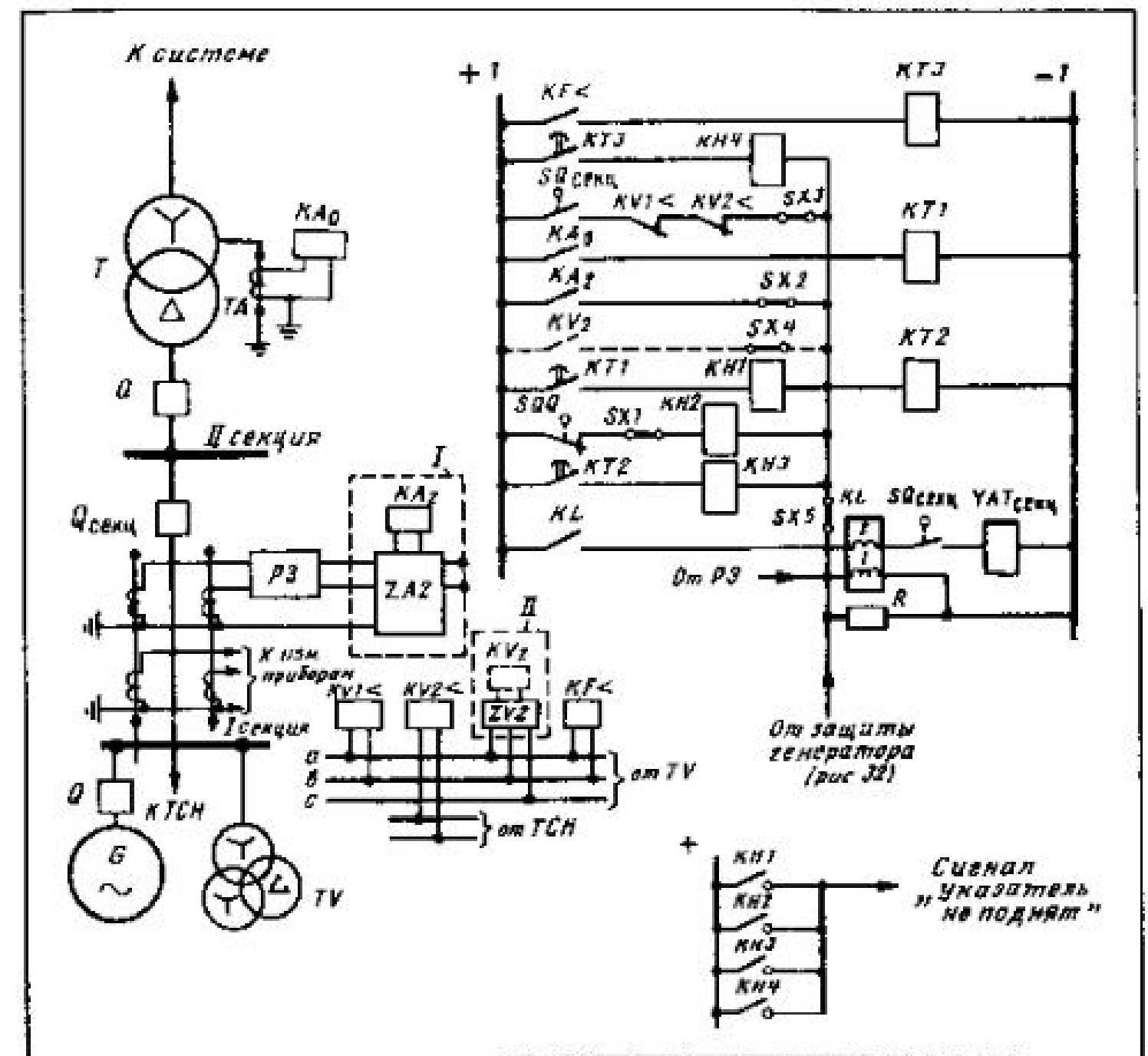


Рис. 33. Схема делительной защиты для электростанции небольшой мощности, работающей параллельно с энергосистемой

На рис. 33 дан пример такой делительной защиты, выполненной на аналоговых реле завода ЧЭАЗ применительно к схеме ЭС, приведенной на рис. 32. Схема делительной защиты включает: 1) защиту, действующую при снижении частоты с реле $KF <$ и реле времени $KT3$; 2) защиту, действующую при снижении напряжения с минимальными реле напряжения $KV1 <$, $KV2 <$ и реле времени $KT2$; 3) защиту, реагирующую на ток нулевой последовательности I_0 при КЗ на землю на ЛЭП связи ЭС с энергосистемой, выполненную с реле тока KA_0 и реле времени KTI ; 4) защиту, реагирующую на ток обратной последовательности I_2 с реле, включенным в блок I ; она применяется вместо предыдущей защиты (I_0) в тех случаях, когда трансформатор T работает с изолированной нейтралью, эта защита рекомендуется для тепловых ЭС.

Пунктиром на схеме показана защита, реагирующая на напряженье обратной последовательности (U_2), с реле II , которую рекомендуется применять в схемах делительных защит ГЭС (вместо фильтр-реле тока обратной последовательности I_2).

Для выполнения делительной защиты могут использоваться не только электромеханические и полупроводниковые аналоговые реле завода ЧЭАЗ, но и современные цифровые реле и терминалы с соответствующими функциями (см. выше).

При использовании аналоговых реле надо учитывать особенности некоторых реле прежних выпусков. Например, при использовании фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М (реле II на рис. 33) для предотвращения его неправильной работы при неисправностях во вторичных цепях TU необходимо, чтобы эти цепи защищались с помощью автомата. Для предотвращения неправильной работы защиты по той же причине реле $KVI <$ и $KV2 <$ включены на разные источники питания — измерительный трансформатор TU и трансформатор собственных нужд.

Защита по снижению частоты (реле $KF <$ и $KT3$ на рис. 33) показана для случая использования частотных реле прежних выпусков ИВЧ-3 или ИВЧ-011А, которые могут кратковременно замыкать свои контакты при снятии напряжения с катушки реле. Для предотвращения излишнего срабатывания защиты в этих случаях устанавливалось дополнительное реле времени. При использовании более совершенных аналоговых или цифровых реле частоты, лишенных этого недостатка, реле времени можно не устанавливать.

Делительная защита действует на отключение секционного выключателя $Q_{секц}$. На этот же выключатель действует собственная защита $P3$ и первая ступень защиты от внешних КЗ генераторов. В схеме предусмотрена цепь отключения $Q_{секц}$ при отключении трансформатора T .

Для возможности вывода какой-либо защиты из-за ее неисправности предусмотрены отключающие устройства $SX1 - SX4$, а также отключающее устройство $SX5$, которое позволяет целиком вывести из действия делительную защиту, например в случаях остановки всех генераторов.

На тех электростанциях, где нет источника постоянного оперативного тока, делительная защита может быть выполнена на переменном оперативном токе. При этом следует иметь в виду, что в условиях большого дефицита мощности в отделившемся районе происходит глубокое снижение напряжения и использование переменного оперативного тока для отключения выключателей является ненадежным. Поэтому питание оперативных цепей делительных за-

щит и отключающих катушек выключателей следует осуществлять от предварительно заряженных конденсаторов, а не от трансформаторов напряжения или трансформаторов собственных нужд. Для ряда конденсаторов устанавливается зарядное устройство.

Расчет делительных защит. Для делительной защиты по снижению частоты, предназначенной для срабатывания при нарушении связи ЭС с энергосистемой (рис. 32 и 33), обычно принимается частота срабатывания реле, равная 47 — 48 Гц. Время действия дополнительного реле времени обычно равно 0,3 — 0,5 с.

Общее время действия этой защиты зависит от значения дефицита мощности и от параметров вращающихся машин и механизмов в отделившемся районе. Для схем с дополнительным реле времени с уставкой 0,3 — 0,5 с приблизительно можно считать, что при дефиците мощности, равном 30 %, и при выбранной частоте срабатывания реле, равной 47 Гц, общее время действия делительной защиты по снижению частоты, как правило, составляет для сельских районов с ГЭС примерно 1,3 с, для промышленных районов с ТЭС, оборудованными отечественными турбогенераторами, не более 2,5 с (при наличии мощных механизмов с большими инерционными постоянными и турбоагрегатов с большими моментами инерции это время может оказаться значительно большим). При том же дефиците мощности, но при установленной частоте срабатывания реле, равной 48 Гц, общие времена действия защиты снижаются соответственно до 1 и до 1,8 с. В случае образования большего дефицита мощности защита срабатывает быстрее.

Для делительной защиты по снижению частоты, предназначенной для отделения от энергосистемы электростанции, выделенной в качестве резервного источника при общесистемном снижении частоты до опасного предела, могут выбираться различные уставки по частоте и по времени. Для селективной делительной защиты устанавливается частота срабатывания 46 — 47,5 Гц и время срабатывания (на реле времени) 5 — 10 с. При одновременном снижении напряжения ниже $(0,7 - 0,8)U_{ном}$ действие этой делительной защиты может ускориться до 2 — 3 с.

В таких ЭЭС и районах ЭЭС, где возможно образование значительных дефицитов мощности, на всех ТЭС должна выполняться ограниченно селективная делительная защита с двумя степенями действия: одной — с частотой срабатывания 45 Гц и временем действия 0,5 с; второй — с частотой срабатывания порядка 47 Гц и временем действия 30 — 40 с. Для ЭС, расположенных в энергорайонах, где возможны особо большие дефициты мощности и где по каким-либо причинам временно недостаточен объем АЧР, при нали-

ции ответственных потребителей допускается совсем неселективное выполнение делительной защиты с частотой срабатывания 46,5 – 47,5 Гц и временем срабатывания около 1 с. При таких уставках эта защита может сработать раньше некоторых устройств АЧР и поэтому называется неселективной.

Защита, действующая при снижении напряжения, может работать не только при большом дефиците мощности, но и при КЗ на ЛЭП, отходящих от шин ЭС. Поэтому ее время действия $t_{д.з}$ выбирается на ступень Δt больше, чем время действия МТЗ отходящих ЛЭП $t_{М.Т.З}$:

$$t_{д.з} \geq t_{М.Т.З} + \Delta t. \quad (48)$$

Напряжение срабатывания этой защиты выбирается таким же, как для защиты минимального напряжения генераторов по выражениям (31) и (33).

Защита, реагирующая на ток нулевой последовательности I_0 , не может действовать при КЗ на элементах генераторного напряжения. Поэтому время действия этой защиты принимается весьма небольшим, т.е. на ступень Δt выше времени срабатывания быстродействующих защит ЛЭП 110 кВ и выше. Ток срабатывания этой защиты предварительно выбирается по следующему условию:

$$I_{с.з} = (3 \div 4) I_{нб} K_T, \quad (49)$$

где $I_{нб}$ — ток небаланса, измеренный во вторичной цепи трансформатора тока, установленного в заземленной нейтрали полностью нагруженного трансформатора; K_T — коэффициент трансформации этого трансформатора тока (ТА на рис. 33).

Затем необходимо проверить чувствительность защиты к наиболее удаленным КЗ на линии связи с ЭЭС, а также по возможности согласовать эту защиту по чувствительности с РЗ от замыканий на землю других ЛЭП ЭЭС.

Защиты, реагирующие на ток и напряжение обратной последовательности (I_2, U_2), рассчитываются аналогично: предварительно принимается минимальная уставка на фильтр-реле, а затем производится проверка защиты по чувствительности. Время действия этих защит выбирается по выражению (48) так же, как для защиты по снижению напряжения. Поэтому в схеме на рис. 33 они действуют на одно и то же реле времени КТ2.

Согласование действий делительных защит и устройств АПВ. Для обеспечения успешного АПВ ЛЭП связи с ЭЭС необходимо, чтобы действие АПВ происходило после срабатывания делительных защит, установленных на местных ЭС района. Поэтому при определении времени действия АПВ ЛЭП в дополнение к известным условиям необходимо, чтобы

$$t_{АПВ} \geq t_{д.з} + \Delta t, \quad (50)$$

где $t_{д.з}$ — наибольшее время действия делительных защит ЭС; Δt — ступень селективности, учитывающая необходимое время для деионизации среды в месте КЗ на ЛЭП, неточность работы реле времени и т.п.; принимается в пределах 0,5 – 0,7 с.

Для исключения возможности опасного несинхронного включения генераторов в случае отказа делительной защиты ЭС рекомендуется выполнять устройства АПВ ЛЭП связи с контролем и ожиданием исчезновения напряжения на ЛЭП. При этом напряжение (ток) срабатывания реле контроля отсутствия напряжения на ЛЭП в схеме АПВ должно быть выбрано не менее чем на 10 % ниже напряжения срабатывания реле делительной защиты по снижению напряжения ($KV1 <, KV2 <$ на рис. 33). Следует иметь в виду, что устройство контроля отсутствия напряжения на ЛЭП, измеряющее, как правило, напряжение только одной фазы ЛЭП, не может полностью исключить вероятность несинхронного АПВ, например, при КЗ на землю именно этой фазы ЛЭП. Это обстоятельство еще раз подчеркивает значение и важность надежной работы делительных защит ЭС.

Контроль отсутствия напряжения на ЛЭП в схеме АПВ может не выполняться в тех случаях, когда расчеты показывают допустимость несинхронного включения генераторов (см. Приложение 1).

Такое же согласование с делительной защитой по времени и по напряжению срабатывания производится и для устройств АВР, так как действие делительной защиты должно происходить раньше, чем сработает схема АВР. При этом схема АВР должна выполняться не только с контролем, но и с ожиданием исчезновения напряжения в течение всего периода времени, пока напряжение на ЭС не снизится до напряжения срабатывания делительной защиты и последняя сможет сработать.

Вычисление установившегося тока трехфазного КЗ ($I_{\infty}^{(3)}$).

Для генераторов с известными значениями ОКЗ и I_{∞} установившийся ток $I_{\infty}^{(3)}$ при трехфазном КЗ на его выводах определяется по выражению (10). Для того чтобы вычислить установившийся ток $I_{\infty}^{(3)}$ в любой точке простой или сложной схемы, необходимо представить каждый из генераторов величинами, характеризующими установившийся режим: E_{∞} и x_{∞} . Для простой расчетной схемы с одним генератором при КЗ за сопротивлением x_{∞} ток $I_{\infty}^{(3)}$ вычисляется по выражению:

$$I_{\infty}^{(3)} = \frac{E_{\infty}}{x_{\infty} + x_{\text{вн}}} \quad (\text{П1})$$

Более сложная расчетная схема может быть приведена к простой схеме известными преобразованиями [4, 22].

Для практических расчетов установившегося режима трехфазного КЗ допускается предположение о том, что все участвующие в схеме генераторы имеют небольшое насыщение (т.е. их характеристики холостого хода прямолинейны), и поэтому реактивное сопротивление генератора x_{∞} принимается равным его синхронной ненасыщенной реактивности по продольной оси x_d' :

$$x_{\infty} = x_d' \quad (\text{П2})$$

Если значение x_d' неизвестно, можно вычислить его по следующему выражению:

$$x_{d'} = \frac{1}{\text{ОКЗ}} \quad (\text{П3})$$

Значение ЭДС E_{∞} при прямолинейной (спрямленной) характеристике холостого хода принимается равным току возбуждения генератора, отн. ед.:

$$E_{\infty} = I_{\infty} \quad (\text{П4})$$

Для генераторов, оборудованных устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и устройствами быстрого действия возбуждения (УБВ), при работе в режиме предельного возбуждения значение I_{∞} в выражении (П4) заменяется значением $I_{\infty, \text{пр}}$ (12).

Известно, что АРВ стремится поддерживать напряжение генератора на уровне нормального $U_{\text{г.ном}}$ при всех изменениях нормального режима. При близких КЗ, несмотря на предельное возбуждение, восстановление напряжения до нормального $U_{\text{г.ном}}$ невозможно. При удалении точки КЗ снижение напряжения на зажимах генератора становится все меньше и тем меньше увеличение тока возбуждения требуется для компенсации этого снижения напряжения. При КЗ за каким-то критическим реактивным сопротивлением напряжение на генераторе остается равным нормальному $U_{\infty} = U_{\text{г.ном}}$. Критическое сопротивление для установившегося режима определяется по выражению:

$$x_{\text{крит}} = \frac{x_{\infty} U_{\text{г.ном}}}{E_{\infty} - U_{\text{г.ном}}} \quad (\text{П5})$$

Если значения x_{∞} и E_{∞} представлены в относительных единицах при номинальных данных генератора, то $U_{\text{г.ном}} = 1$. Зная $x_{\text{крит}}$, достаточно сравнить его с сопротивлением сети до точки КЗ $x_{\text{вн}}$ (П1), чтобы определить, в каком режиме работает генератор.

При $x_{\text{вн}} \leq x_{\text{крит}}$ имеет место режим предельного возбуждения, и ток $I_{\infty}^{(3)}$ определяется по выражениям (П1) – (П4), причем в выражение (П4) подставляется $I_{\infty, \text{пр}}$.

При $x_{\text{вн}} \geq x_{\text{крит}}$ сохраняется режим нормального напряжения, т.е. генератор может рассматриваться как источник неограниченной мощности, его $x_{\infty} = 0$, а ЭДС $E_{\infty} = U_{\text{г.ном}}$. В этом случае ток $I_{\infty}^{(3)}$ определяется по выражению:

$$I_{\infty}^{(3)} = \frac{U_{\text{г.ном}}}{x_{\text{вн}}} \quad (\text{П6})$$

Пример 2. Определить установившийся ток $I_{\infty}^{(3)}$ от генератора типа Т2-3-2 (см. пример 1) при трехфазном КЗ в точке сети, сопротивление до которой в относительных единицах при номинальных данных генератора равно $x_{\text{вн}} = 0,3$.

При $I_{\infty, \text{пр}} = 3,5$ и ОКЗ = 0,82 вычисляем:

$$\text{по (П3)} \quad x_{\infty} = x_d' = \frac{1}{\text{ОКЗ}} = \frac{1}{0,82} = 1,22;$$

$$\text{по (П4)} \quad E_{\infty} = I_{\infty, \text{пр}} = 3,5;$$

$$\text{по (П5)} \quad x_{\text{крит}} = \frac{1,22 \cdot 1}{3,5 - 1} = 0,49.$$

Поскольку $x_{\text{вн}} = 0,3 < x_{\text{крит}} = 0,49$, генератор работает в режиме предельного возбуждения и его ток равен:

$$I_{\infty}^{(3)} = \frac{3,5}{1,22 + 0,3} = 2,3;$$

$$I_{\infty}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} I_{\text{г.ном}} = 2,3 \cdot 344 = 790 \text{ А.}$$

Если бы сопротивление до точки КЗ было бы, например, $x_{\text{вн}} = 0,7$, то $x_{\text{вн}} > x_{\text{крит}} = 0,49$. В этом случае ток $I_{\infty}^{(3)}$ вычисляется по выражению (П6):

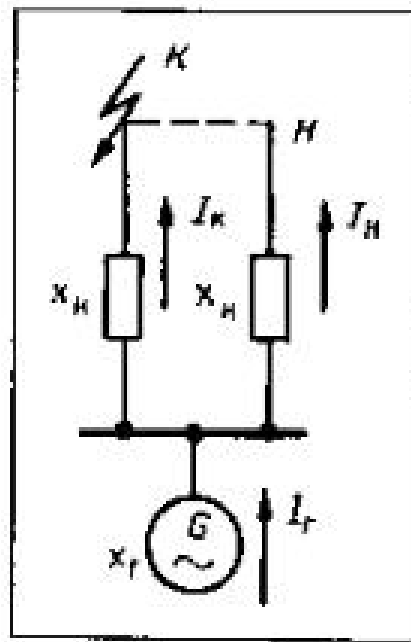
$$I_{\infty}^{(3)} = \frac{1}{0,7} = 1,43; \quad I_{\infty}^{(3)} = 1,43 \cdot 344 = 490 \text{ А.}$$

Учет нагрузки. В процессе установившегося КЗ нагрузка, оставшаяся присоединенной к сети, существенно изменяет значения и распределение токов в схеме. В практических расчетах нагрузку представляют в схеме замещения как генератор с ЭДС $E_{\infty} = 0$ и чисто индуктивным сопротивлением, равным

$$x_{\text{вн}} = 1,2, \quad (\text{П7})$$

отнесенным к полной (тысячи киловольт-ампер) рабочей мощности нагрузки и среднему номинальному напряжению ступени, где она присоединена [4].

Из схемы на рис. П1 видно, что нагрузка шунтирует поврежденную ЛЭП и тем уменьшает внешнее сопротивление цепи $x_{\text{вн}}$. Это приводит к увеличению тока генератора, уменьшению его напряжения и соответственно уменьшению тока в месте КЗ. С увеличением удаленности КЗ влияние нагрузки сказывается



силнее, что необходимо учитывать при расчетах РЗ как генератор, так и отходящих ЛЭП (трансформаторов).

При трехфазном КЗ на выводах генератора присоединенная нагрузка в установившемся режиме не играет роли и не учитывается при расчете.

Пример 3. К шинам генератора Т2-3-2 (из примеров 1 и 2) подключена нагрузка (рис. П1), равная 75 % мощности генератора. Определить токи генератора $I_{ГГ}$ и в месте трехфазного КЗ $I_{КЗ}$ за сопротивлением $x_{ГК} = 0,3$, отнесенным к номинальным данным генератора.

Реактивное сопротивление нагрузки, приведенное к мощности генератора:

$$x_{н1} = 1,2 \frac{1}{0,75} = 1,6.$$

Результирующее реактивное сопротивление до места КЗ

$$x_{ГЗ} = (x_{ГГ}/x_{н1} + x_{ГК}) = \frac{1,22 \cdot 1,6}{1,22 + 1,6} + 0,3 = 0,99.$$

Результирующая ЭДС (при $E_{ГГ} = 0$)

$$E_{ГЗ} = \frac{E_{ГГ} x_{н1} + E_{ГГ} x_{ГГ}}{x_{ГГ} + x_{н1}} = \frac{3,5 \cdot 1,6}{1,22 + 1,6} = 1,98.$$

Ток в месте КЗ

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{E_{ГЗ}}{x_{ГЗ}} = \frac{1,98}{0,99} = 2;$$

$I_{КЗ}^{(3)} = 2 \cdot 344 = 688$ А (в 1,15 раза меньше, чем в примере 2).

Напряжение генератора

$$U_{ГГ} = I_{КЗ}^{(3)} x_{ГК} = 2 \cdot 0,3 = 0,6.$$

Ток генератора

$$I_{ГГ}^{(3)} = \frac{E_{ГГ} - U_{ГГ}}{x_{ГГ}} = \frac{3,5 - 0,6}{1,22} = 2,38.$$

$I_{ГГ}^{(3)} = 2,38 \cdot 344 = 820$ А (больше, чем в примере 2).

По сравнению с методом вычисления токов $I_{КЗ}$ по расчетным кривым рассмотренный метод (спрямленных характеристик) обладает известными преимуществами: позволяет использовать фактические (а не средние) параметры генератора и учитывать нагрузку, подключенную в любых точках расчетной схемы (а не только у шин генератора).

Определение допустимости несинхронного включения генераторов и трансформаторов. Для определения допустимости несинхронного включения необходимо вычислить ток несинхронного включения $I_{нс}$ и сравнить его с допустимым значением тока несинхронного включения генератора или трансформа-

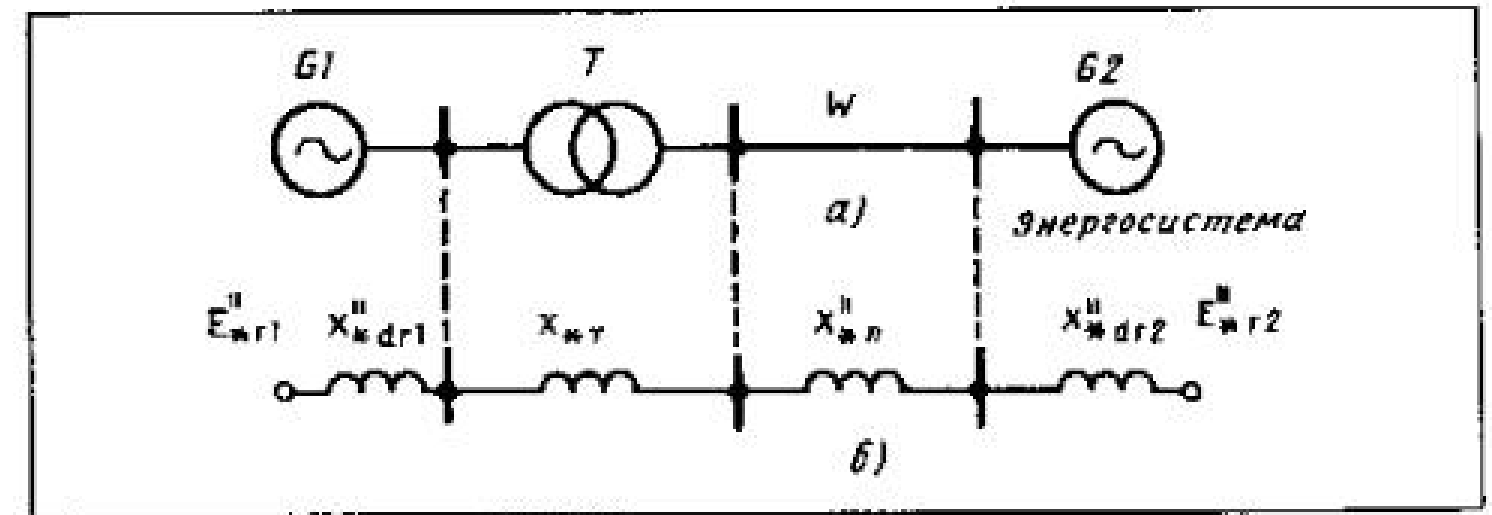


Рис. П2. Схемы для определения тока несинхронного включения $I_{нс}$ и тока качаний $I_{кзч}$:

а — расчетная; б — замещения

тора. Для вычисления $I_{нс}$ расчетная схема приводится к простейшему виду: два генератора, соединенные одиночной ЛЭП (рис. П2). Генератор $G1$, для которого определяется ток $I_{нс}$, представлен своими параметрами $E_{ГГ1} = 1,05$ и $x_{ГГ1}$. Генератор $G2$, под которым может подразумеваться одиночный генератор, ЭС или ЭЭС, представлен ЭДС $E_{ГГ2} = 1,05$ и сопротивлением $x_{ГГ2}$. В целях получения максимального значения $I_{нс}$ в ЭЭС или на ЭС ($G2$) должны быть включены все генераторы, т.е. $x_{ГГ2}$ должно быть минимально возможным. Нагрузка при этом не учитывается.

Ток несинхронного включения равен:

$$I_{нс} = \frac{E_{ГГ1} + E_{ГГ2}}{x_{ГЗ}}, \quad (П8)$$

где $x_{ГЗ} = x_{ГГ1} + x_{ТГ} + x_{ГГ2}$. (П9)

Несинхронное включение допустимо, если соблюдаются следующие условия:

а) для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными контурами (обмотками) кратность тока несинхронного включения должна быть:

$$\frac{I_{нс}}{I_{Г.ном}} \leq \frac{0,625}{x_{ГД}}; \quad (П10)$$

исключение составляют мощные турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток серий ТВВ и ТВФ, для которых несинхронное АПВ допускается только в аварийных режимах при условии, что $I_{нс}/I_{Г.ном} \leq 0,3$;

б) для гидрогенераторов без успокоительных обмоток

$$\frac{I_{нс}}{I_{Г.ном}} \leq 3; \quad (П11)$$

в) для синхронных компенсаторов

$$\frac{I_{нс}}{I_{Г.ном}} \leq \frac{0,84}{x_{ГД}}. \quad (П12)$$

Условие (П10) дано с запасом, предусматривающим возможность включения генераторов при повышенных значениях частоты и ЭДС (максимальное значение ЭДС принято равным 1,5 для гидрогенераторов и 1,2 для турбогенераторов). В тех случаях, когда заведомо известно, что несинхронное включение

Высокие технологии – качество – современность

(Информационное письмо “АББ Реле-Чебоксары”)

Совместное предприятие “АББ Реле-Чебоксары” производит и поставляет самые современные микропроцессорные средства и системы РЗА различной сложности, для энергообъектов любого уровня напряжения. Они протестированы в России в соответствии с высшими стандартами качества и адаптированы к требованиям российских энергообъектов. Наше производство включает изготовление микропроцессорных терминалов серии SPAC, а также панелей и шкафов релейной защиты и автоматики на основе микропроцессорных устройств. Наше производство основано на использовании последних достижений технологий и учете опыта работы ведущих фирм-производителей средств и систем РЗА.

Производство микропроцессорных устройств серии SPAC. Элементная база устройств серии SPAC в основном состоит из высоконадежных компонентов ведущих западных фирм. Каждый используемый элемент проходит обязательный входной контроль. По каждой позиции комплектации для обеспечения своевременных качественных поставок по минимальным ценам обязательно наличие нескольких поставщиков.

Изделия собираются с применением двойной системы контроля:

обычная — операции контроля по техпроцессу;

дополнительная — каждая операция проверяется исполнителем последующей операции (в некоторых случаях перекрестно) с указанием замечаний в сопроводительном листе.

Вся информация о производственном процессе и выявленных дефектах собирается и анализируется на основании листов сопровождения выполнения технологических операций. По результатам анализа принимаются меры по улучшению качества выполнения как отдельных операций, так и изделий в целом.

Автоматизирована пайка печатных блоков. Качество пайки электронных компонентов на печатных платах обеспечивается с помощью автоматизированной, оснащенной компьютером установки пайки “волной” фирмы “Scho” (Германия). Основные оптимальные параметры режима пайки — скорость подачи и температуру в зависимости от плотности печатного монтажа выбирает компьютер установки. При пайке используются расходные материалы (припой, беспромывочный флюс, защитная паста) производства фирмы “Multicore”.

Одна из ключевых операций по выводу качества применяемых компонентов, монтажа и сборки — 18-часовой термопрогон (+55 °С) изделия. Операции наладки изделия осуществляются с применением устройства SPACONT, предназначенного для автоматизированного, без участия оператора, контроля всех основных параметров терминалов SPAC-800 в объеме приемо-сдаточных испытаний. В необходимых случаях применяются устройства для автоматизированного, без участия оператора, контроля исправности функциональных блоков терминалов SPAC-800 после их сборки, а также для проведения испытаний опытных, вновь разрабатываемых терминалов.

Контроль производится с помощью программы тестирования, которая определяет, в какой последовательности проводить тесты, с какими значения-

происходит при значениях частот и напряжений, отличающихся от номинальных не более чем на ± 5 %, максимально допустимые кратности токов несинхронных включений по (П10) могут быть увеличены на 13 % для турбогенераторов (кроме турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток) и на 35 % для гидрогенераторов с успокоительными обмотками.

При расчетах допустимости несинхронного включения необходимо проверять кратность токов не только для генераторов, но и для соответствующих трансформаторов, связывающих включаемые ЭС или ЭЭС. Исключение составляют трансформаторы блоков, где мощность трансформатора равна мощности генератора (или генераторов, подключенных к трансформатору).

Для трехфазных трансформаторов небольшой мощности, а именно до 2 МВ · А (включительно) с алюминиевой обмоткой и до 5 МВ · А (включительно) с медной обмоткой кратность тока должна быть:

$$\frac{I_{ис}}{I_{т.ном}} \leq \frac{k100}{u_k \%}, \quad (П13а)$$

где u_k % — напряжение КЗ, % (по паспорту трансформатора); k — расчетный коэффициент, учитывающий повышенное значение ЭДС, при несинхронном АПВ; $k = 0,85$ для гидрогенераторов; $k = 0,95$ для турбогенераторов; $k = 1,0$ для турбо- и гидрогенераторов при повышении ЭДС, не более чем на 5 %.

Для трансформаторов большей мощности допускаются несколько меньшие кратности тока несинхронного включения, определяемые как:

$$\frac{I_{ис}}{I_{т.ном}} \leq \frac{k100}{u_k \% + P}, \quad (П13б)$$

где $P = 100 \frac{S_{т.ном}}{S_k}$; $S_{т.ном}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ · А; S_k — мощность КЗ, МВ · А, которая берется из следующих данных:

Номинальное напряжение сети, кВ	До 6	10	35	110	220	330	> 330
S_k , МВ · А	1000	1500	5000	10 000	15 000	> 25 000	

Расчет тока несинхронного включения $I_{ис}$ без учета нагрузки дает правильные результаты, если нагрузка в отделившейся части ЭЭС или на ЭС оказывается значительно меньше суммарной мощности генераторов этой части ЭЭС или ЭС. В тех же случаях, когда к отделившейся ЭС или части ЭЭС остается подключенной значительная нагрузка (того же порядка или больше суммарной мощности генераторов), расчеты без учета нагрузки дают завышенные значения кратностей токов $I_{ис}$. Это объясняется тем, что при несинхронном АПВ из-за отсоса нагрузкой части тока несинхронного включения ($I_{ис}$) снижаются кратности токов в генераторах, к которым подключена нагрузка. Поэтому в тех случаях, когда в расчетах без учета нагрузки получаются кратности токов, превышающие допустимые по (П10) – (П13б), следует выполнить дополнительный расчет с учетом нагрузки.

Вычисление тока качаний. Если качания с углом 180° возникли при несинхронном включении генератора, например при несинхронном АПВ воздушной ЛЭП (рис. П2), то $I_{кач}$ определяется по выражениям (П8) и (П9).

Если качания с углом 180° возникли после отключения КЗ РЗ с выдержкой времени, то в эти выражения вместо сверхпереходных величин E'_{d1} и x'_{d1} подставляются переходные величины E''_{d1} и x''_{d1} [8].

Значение E''_{d1} может быть приближенно определено по выражению (8), в котором x''_{d1} заменяется на x''_{d2} [8].

ми сравнивать результаты измерений и какова логика оценки результатов сравнений.

Устройство SPACONT, в сочетании с новой испытательной системой "Реле-Томограф-41" и персональным компьютером, обеспечивают качественно новые возможности проверок характеристик нашей продукции устройств релейной защиты и автоматики — как при проведении приемо-сдаточных испытаний, так и при выполнении операций калибровки и регулировки.

По результатам испытаний, на каждое изделие оформляется Протокол приемо-сдаточных испытаний (ПСИ).

Производство шкафов и панелей РЗА. При изготовлении шкафов и панелей РЗА используется стандартный конструктив шкафа, производимый на АО "ЧЭАЗ". Степень защиты применяемых конструктивов — IP21, IP43, IP54. Выполнение разнообразных конструктивных требований заказчика обеспечивается за счет применения различных типов металлоконструкций: с поворотной рамой, одностороннего и двухстороннего обслуживания, с застеклением и без застекления передних дверей. Микропроцессорная аппаратура производства предприятий компании "АББ" встраивается в кассеты фирмы "Schoff" (19", евростандарт). Электрические подключения проводников к клеммам и терминалам выполняются с помощью уникальной по технологии системы "Combiflex", обеспечивающей надежный электрический контакт.

Тестирование проводится в объеме приемо-сдаточных испытаний с проверкой всех электрических параметров.

При производстве различных видов монтажных, сборочных и наладочных работ в "АББ Реле-Чебоксары" обращается большое внимание на обеспечение защиты от статического электричества.

Используются следующие средства и способы защиты:

сборочные и монтажные работы по производству комплектных устройств защиты, шкафов и панелей защиты ведутся в специально отведенном для этого помещении. Полы помещения покрыты специальным антистатическим линолеумом; под линолеумом имеется сетчатая медная фольга, выведенная на контур заземления;

все рабочие места как для сборки печатных плат, так и для сборки и монтажа шкафов и панелей, оснащены специальными антистатическими столами марки GWS и TRESTON, приобретенными в Финляндии. В комплект каждого рабочего места входит антистатическое средство, снелильник, удобная антистатическая подставка для ног. Вращающаяся антистатическая тара стола для размещения компонентов позволяет монтажнику быстро и оперативно производить все необходимые по технологическому действию;

рабочий стол оснащен антистатическим инструментом и оборудованием, каждый электромонтажник в процессе работы одет в антистатический халат, в специальную антистатическую обувь и имеет на руке антистатический браслет.

Соблюдение всего комплекса требований позволяет производству обеспечивать высокую надежность защиты от статического электричества, избегать повреждения в процессе сборки, монтажа, тестирования, входного контроля и упаковки радиоэлектронных компонентов.

1. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации — 15-е изд. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
2. **Правила** устройства электроустановок. — 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. **Пиотровский Л. М.** Электрические машины. — 6-е изд. — М.: Энергия, 1972.
4. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы. — М.: Энергия, 1970.
5. **Федосеев А. М., Федосеев М. А.** Релейная защита. — М.: Энергоатомиздат, 1992.
6. **Чернобровов Н. В., Семенов В. А.** Релейная защита. — М.: Энергоатомиздат, 1998.
7. **Шабал М. А.** Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 1998. (Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик". Вып. 1).
8. **Руководящие указания** по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. — М.: Госэнергоиздат, 1961. Вып. 1.
9. **Руководящие указания** по релейной защите. Защита блоков генератор — трансформатор и генератор — автотрансформатор. — М.: Энергия, 1963. Вып. 5.
10. **Беляев А. В.** Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. — Л.: Энергоатомиздат, 1988.
11. **Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях 6 — 10 кВ / Р. А. Вайнштейн и др. // Электрические станции, 1998, № 7.**
12. **Шабал М. А.** Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серии SPACOM. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 1998. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик". Вып. 3(6)].
13. **Александров А. М.** Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 1998 (Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик". Вып. 2).
14. **Шабал М. А.** Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 2000. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик". Вып. 9(21)].
15. **Шабал М. А.** Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — Л.: Энергоатомиздат, 1985.
16. **Сарычев С. С.** Катушка Роговского для целей релейной защиты и измерения // Энергетик. 1999, № 6.
17. **Небрат И. Л.** Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты. — СПб.: Изд. ПЭИк. 1998.
18. **Сборник директивных материалов: Электрическая часть.** — М.: Энергия, 1971.

Содержание

Предисловие	3
1. Основные параметры и характеристики синхронных генераторов, необходимые для расчетов релейной защиты	4
2. Виды повреждений и ненормальных режимов работы генераторов. Требования к защите генераторов	14
3. Защита генераторов напряжением 3 – 10 кВ мощностью до 30 МВт	22
4. Защита генераторов напряжением до 1 кВ мощностью до 1 МВт	52
5. Полные схемы защиты генераторов с использованием аналоговых реле	63
6. Особенности выполнения защиты блока генератор – трансформатор с использованием аналоговых реле	66
7. Цифровые защиты генераторов и блоков генератор – трансформатор	69
8. Делительные защиты на небольших электростанциях, работающих в энергосистемах	79
Приложение 1. Вычисление установившегося тока трехфазного КЗ ($I_{\Sigma}^{(3)}$)	88
Приложение 2. Высокие технологии – качество – современность. (Информационное письмо “АББ Реле-Чебоксары”)	93

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу “Энергетик”

ШАБАД МИХАИЛ АБРАМОВИЧ

Защита генераторов малой и средней мощности

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (095) 275-19-06, тел. 275-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

Научный редактор **В. В. Овчинников**

Редакторы: **Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская**

Худож.-техн. редактор **Г. Ю. Андреева**

Корректор **З. Б. Драновская**

Сдано в набор 20.02.2001 г. Подписано в печать 16.04.2001 г.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 6,0. Тираж 1072 экз. Заказ БЭТ/04(28)-2001

Макет выполнен издательством “Фоллиум”: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства “Фоллиум”: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Вниманию специалистов

В редакции журнала “Энергетик” можно приобрести следующие вышедшие в свет выпуски

“Библиотечки электротехника”:

Пуляев В. И., Усачев Ю. В. **Цифровая регистрация аварийных событий в энергосистемах** (части 1 и 2).

Шабад М. А. **Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серии SPACOM.**

Ишкин В. Х. **Волоконно-оптические системы связи.**

Овчаренко Н. И. **Микропроцессорные комплексы защиты и автоматики распределительных электросетей.**

Голоднова О. С. **Уплотнения вала турбогенераторов с водородным охлаждением и их системы маслоснабжения** (части 1 и 2).

Аржанников Е. А., Чухин А. М. **Автоматизированный анализ аварийных ситуаций энергосистем.**

Алексеев Б. А., Борозинец Б. В. **Определение местных перегревов в турбогенераторах по продуктам пиролиза в охлаждающем газе.**

Бажанов С. А. **Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств.**

Удрис А. П. **Панель релейной защиты типа ЭПЗ-1636 для ВЛ 110 – 220 кВ** (часть 1 – устройство защиты, часть 2 – обслуживание защиты).

Яковлев Л. В. **Вибрация на ВЛ и методы защиты проводов и грозозащитных тросов.**

Шабад М. А. **Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле.**

Торопцев Н. Д. **Трехфазный асинхронный двигатель в схеме однофазного включения с конденсатором.**

Киреева Э. А. **Рациональное использование электроэнергии в системах промышленного электроснабжения.**

Пуляев В. И., Антонов В. И., Лазарева Н. М. **Методы обработки цифровых сигналов электроэнергетических систем.**

Конюхова Е. А. **Режимы напряжений и компенсации реактивной мощности в цаховых электрических сетях.**

Адрес редакции
журнала “Энергетик”:

109280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (095) 275-19-06

E-mail: pni@mail.magelan.ru

Об авторе



Михаил Абрамович Шабад — кандидат технических наук, заслуженный энергетик Российской Федерации, известный специалист по релейной защите и электроавтоматике.

М. А. Шабад — автор книг “Защита трансформаторов” (1981), “Расчеты релейной защиты распределительных сетей” (3-е изд. 1985), нескольких брошюр в серии “Библиотека электро-монтера”, выпущенных Энергоатомиздатом. В настоящее время заведует кафедрой “Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и систем” Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минтопэнерго РФ.

Генераторы малой и средней мощности —
эффективный автономный источник питания
в аварийных ситуациях.