



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный  
технический университет**

---

---

**Кафедра «Электрические станции»**

**Е. В. Глинский  
Е. В. Булойчик  
А. Г. Сапожникова**

# **ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ И РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА**

**Конспект лекций**

**Минск  
БНТУ  
2013**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Электрические станции»

Е. В. Глинский  
Е. В. Булойчик  
А. Г. Сапожникова

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ И РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА

Конспект лекций  
для студентов энергетических специальностей

*Под общей редакцией Ф. А. Романюка*

Минск  
БНТУ  
2013

УДК 621.311-7-52(075.8)

ББК 31.27-05я7

Г54

Рецензенты:

*М. И. Фурсанов, В. Н. Радкевич*

**Глинский, Е. В.**

Г54 Противоаварийная и режимная автоматика : конспект лекций для студентов энергетических специальностей / Е. В. Глинский, Е. В. Булойчик, А. Г. Сапожникова ; под общ. ред. Ф. А. Романюка. – Минск : БНТУ, 2013. – 134 с.

ISBN 978-985-550-250-1.

Конспект лекций составлен в соответствии с учебной программой по дисциплине «Противоаварийная и режимная автоматика» для студентов специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами» (специализация 1-53 01 04 03 «Автоматизация и релейная защита электроустановок»).

Рассматриваются как общесистемные устройства противоаварийной и режимной автоматики, так и устройства автоматики, применяемые на отдельных элементах электрической части энергосистем.

УДК 621.311-7-52(075.8)

ББК 31.27-05я7

**ISBN 978-985-550-250-1**

© Глинский Е. В., Булойчик Е. В.,  
Сапожникова А. Г., 2013

© Белорусский национальный  
технический университет, 2013

## Оглавление

Введение.....	7
1. Устройства автоматического повторного включения элементов электрических систем.....	9
1.1. Общие сведения.....	9
1.1.1. Назначение устройств АПВ.....	9
1.1.2. Классификация устройств АПВ.....	10
1.1.3. Основные требования, предъявляемые к устройствам АПВ.....	11
1.2. АПВ линий с односторонним питанием.....	12
1.2.1. Выбор параметров срабатывания АПВ линий с односторонним питанием.....	12
1.2.2. Схемы устройств АПВ линий с односторонним питанием.....	15
1.2.3. Совместные действия устройств АПВ линий с односторонним питанием и устройства релейной защиты ...	20
1.3. АПВ линии с двухсторонним питанием.....	26
1.3.1. Особенности выполнения линий с двухсторонним питанием.....	26
1.3.2. Устройство трехфазных АПВ без контроля синхронизма линий с двухсторонним питанием.....	29
1.3.3. Устройство трехфазного АПВ с контролем синхронизма линий с двухсторонним питанием.....	34
1.4. Однофазное АПВ.....	39
1.5. Принципы выполнения АПВ силовых трансформаторов ...	40
1.6. Принципы выполнения шин АПВ распределительных устройств.....	41
1.7. АПВ электродвигателей напряжением выше 1000 В.....	42
2. Автоматическое включение резервного питания и оборудования.....	44
2.1. Общие положения.....	44
2.1.1. Назначение устройств АВР.....	44
2.1.2. Основные требования, предъявляемые к устройствам АВР.....	46
2.2. Пусковые органы устройств АВР.....	46

2.2.1. Пусковой орган минимального напряжения.....	47
2.2.2. Реле времени.....	51
2.2.3. Реле частоты.....	52
2.3. Схемы устройств автоматического включения резерва.....	52
2.3.1. Устройства АВР на переменном оперативном токе при выключателях с пружинными и грузовыми приводами....	53
2.3.2. Устройства АВР на постоянном оперативном токе.....	55
3. Автоматическая частотная разгрузка.....	57
3.1. Требования, предъявляемые к УАЧР.....	58
3.2. Статические и частотные характеристики энергосистем и нагрузки.....	59
3.2.1. Статическая частотная характеристика нагрузки.....	59
3.2.2. Статическая частотная характеристика энергосистемы.....	61
3.3. Реле частоты.....	62
3.4. Классификация устройств АЧР.....	62
3.5. Принципы выполнения устройств АЧР и частотного АПВ.....	65
3.5.1. Схема устройств ЧАПВ и АЧР на выпрямленном переменном токе.....	65
3.5.2. Схема устройств ЧАПВ и АЧР на переменном оперативном токе для выключателей с пружинными и грузовыми приводами.....	68
4. Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу.....	70
4.1. Общие сведения.....	70
4.2. Точная синхронизация. Условия точной синхронизации.....	71
4.3. Условия самосинхронизации.....	75
4.4. Сравнение способов синхронизации.....	76
4.5. Устройство для автоматизации процесса синхронизации....	77
4.5.1. Полуавтоматический синхронизатор с постоянным углом опережения.....	78
4.5.2. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения.....	82
4.5.3. Схема полуавтоматической самосинхронизации.....	83

5. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов .....	86
5.1. Назначение устройств автоматического регулирования возбуждения.....	86
5.2. Устройства АРВ пропорционального действия синхронных генераторов с электромашинным возбудителем постоянного тока.....	87
5.2.1. Компаундирование полным током .....	87
5.2.2. Компаундирование полным током с коррекцией напряжения .....	90
5.2.3. Фазовое компаундирование с коррекцией напряжения .....	93
5.2.4. Релейная форсировка .....	94
6. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в энергетической системе .....	98
6.1. Задачи и способы регулирования .....	98
6.2. Автоматическое регулирование напряжения на шинах распределительных устройств электрических станций.....	99
6.2.1. Регулирование напряжения при параллельной работе генераторов на общие шины .....	99
6.2.2. Работа генераторов в блоке с трансформатором.....	103
6.2.3. Параллельная работа энергоблоков «генератор–трансформатор» на общие шины .....	106
6.3. Групповое управление возбуждением генераторов .....	107
6.4. Автоматическое распределение реактивных нагрузок.....	109
6.5. Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов .....	110
7. Устройства автоматики трансформаторов .....	115
7.1. Устройства противоаварийной автоматики трансформаторов .....	115
7.1.1. Автоматическое включение резервного трансформатора .....	115
7.1.2. Автоматическая аварийная разгрузка трансформаторов.....	117
7.2. Автоматические устройства управления режимами работы трансформаторов.....	118

Автоматическое отключение и включение трансформатора для уменьшения потерь энергии .....	118
8. Устройства автоматики электродвигателей.....	122
8.1. Устройства автоматики асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ .....	122
Устройство АВР .....	122
8.2. Особенности автоматики синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ .....	124
8.3. Минимальная защита напряжения и автоматика асинхронных электродвигателей напряжением до 1 кВ.....	125
9. Автоматика специальных электроустановок .....	129
9.1. Устройства автоматического регулирования напряжения конденсаторных батарей.....	129
9.2. Устройства автоматики полупроводниковых преобразовательных агрегатов.....	132
Список использованных источников.....	133

## Введение

Производство, передача и распределение электрической энергии в энергосистемах имеют следующие особенности:

1. Территориальная разобщенность источников и потребителей электрической энергии, что вызывает необходимость создания разветвленной сети электрических связей (линий, подстанций и т. д.) между потребителями и источниками энергии. Наличие широкой сети связей вызывает необходимость управления режимами их работы для оптимизации потерь активной мощности при передаче и распределении электрической энергии.

2. В энергосистеме постоянно сохраняется баланс между генерируемой и потребляемой активной и реактивной мощностями. Это вызывает необходимость постоянного изменения величины генерируемой активной и реактивной мощности при изменении активной и реактивной нагрузки.

3. В энергосистеме параллельно работают отдельные генераторы, электрические станции и части энергосистемы, поэтому довольно часто приходится выполнять достаточно сложные операции по включению на параллельную работу генераторов, электрических станций и отдельных частей энергосистем.

4. Все переходные процессы (электромагнитные и электромеханические), происходящие как в отдельных элементах энергосистемы, так и в энергосистеме, протекают с высокой скоростью и отличаются большой сложностью явлений.

5. Вся энергосистема имеет множество аппаратов устройств и механизмов при относительно небольшом числе обслуживающего персонала.

В силу своих физиологических способностей человек не в состоянии адекватно реагировать на процессы, происходящие в энергосистеме (ЭС), и поэтому в ней широко применяются устройства автоматики. Устройства автоматики, применяемые в ЭС, подразделяются на устройства **противоаварийной автоматики** (ПА) и устройства **режимной автоматики** (РА). Устройства ПА подразделяются на общесистемные устройства автоматики и местные (дополнительные) устройства автоматики. Устройства ПА предназначены для предотвращения возникновения аварий и восстановления нор-



мального режима работы ЭС в послеаварийный период в новых условиях. К общесистемным устройствам автоматики относятся:

- устройства автоматического повторного включения (АПВ);
- устройства автоматического включения (ввода) резерва (АВР);
- устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Местные или дополнительные устройства ПА представляют собой устройства, применяемые на отдельных элементах ЭС, например, устройства автоматического регулирования возбуждения генераторов (АРВ) синхронных генераторов и компенсаторов и т. д.

Устройства режимной автоматики в энергосистеме предназначены для оптимизации режимов работы отдельных элементов ЭС и всей ЭС в целом при отсутствии аварийных ситуаций в ЭС. Критерием оптимизации режимов работы ЭС и ее элементов является минимум потерь (или минимум затрат) при производстве, передаче и распределении электрической энергии.

# 1. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

## 1.1. Общие сведения

### 1.1.1. Назначение устройств АПВ

Большинство повреждений воздушных линий электропередачи возникает в результате схлестывания проводов при сильном ветре и гололеде, нарушения изоляции во время грозы, падения деревьев, набросов, замыкания проводов движущимися механизмами и т. п. Эти повреждения *неустойчивы* и при быстром отключении поврежденной линии *самоустраняются*. Неустойчивые повреждения могут возникать не только на воздушных линиях, но и на других элементах ЭС (шинах распределительных устройств, трансформаторах). Опытном эксплуатации воздушных линий установлено, что 70–80 % повреждений от общего числа повреждений линий самоустраняются при аварийном отключении линии.

Наличие неустойчивых повреждений позволяет выполнить попытку повторного включения аварийно отключившегося элемента с целью сохранения устойчивости энергосистемы и надежности питания потребителей. Оперативный персонал может выполнить повторное включение аварийно отключившегося элемента в период от нескольких минут до часа и более в зависимости от уровня квалификации персонала и удаления аварийно отключившегося элемента. Поэтому в энергосистеме применяются устройства автоматического повторного включения (УАПВ). Если после аварийного отключения элемента сети действует УАПВ и ранее аварийно отключившийся элемент остается в работе (повреждение самоустраняется), то такое действие АПВ называют *успешным АПВ*. Если после аварийного отключения элемента и действия АПВ этот элемент вновь отключается устройствами защиты (устойчивое повреждение на элементе), то такое действие АПВ называют *неуспешным АПВ*.

По статистическим данным, УАПВ в энергосистемах имеют в среднем 60–75 % успешных действий. Такая эффективность УАПВ делает их одним из основных средств повышения надежности электроснабжения потребителей. Согласно нормативным документам устройства-

ми АПВ должны оборудоваться воздушные и смешанные кабельно-воздушные линии всех типов, напряжением выше 1 кВ, при наличии на них соответствующих коммутационных аппаратов.

### *1.1.2. Классификация устройств АПВ*

Устройства АПВ классифицируются по следующим признакам:

1. По кратности действия:

- однократного действия,
- многократного действия (двух- и трехкратные АПВ).

Устройства АПВ однократного действия обладают 70–80%-й вероятностью успешного действия при аварийных отключениях линии. Вероятность успешного действия двукратного АПВ составляет 20–30 % вероятности успешного действия однократных АПВ. Вероятность успешного действия трехкратного АПВ составляет 3–5 % вероятности успешного действия однократных АПВ. Поэтому наиболее широко распространены АПВ однократного действия. АПВ двух- и трехкратного действия применяются в основном на системообразующих линиях.

2. По числу включаемых фаз:

- трехфазные (ТАПВ);
- однофазные (ОАПВ).

ТАПВ применяются в сетях как с изолированной, так и с эффективно заземленной нейтралью.

ОАПВ применяются в сетях с эффективно заземленной нейтралью на системообразующих линиях и линиях, связывающих энергосистемы между собой. Для реализации ОАПВ на линиях должны быть установлены пофазно управляемые выключатели.

3. По виду оборудования АПВ:

- линий электропередач;
- трансформаторов;
- шин распределительных устройств;
- электродвигателей.

4. По типу привода выключателя:

- механические АПВ;
- электрические АПВ.

Механические устройства АПВ практически не применяются, так как обладают рядом недостатков – из-за отсутствия времени

срабатывания устройства АПВ снижается вероятность успешных действий АПВ даже при неустойчивых повреждениях. Кроме того, быстрее изнашиваются приводы выключателей, что требует выполнения более частых капитальных ремонтов.

5. По способу проверки синхронизации линий с двухсторонним питанием:

- несинхронные АПВ;
- АПВ с контролем синхронизма.

К несинхронным устройствам АПВ относятся несинхронные (НАПВ) и быстродействующие АПВ (БАПВ).

К устройствам АПВ с контролем синхронизма относятся АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) и устройства АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС).

6. По способу проверки напряжения при действии АПВ:

- устройства АПВ с контролем отсутствия напряжения (АПВОН);
- устройства АПВ с контролем наличия напряжения (АПВНН).

7. По способу пуска устройства АПВ:

- с пуском от устройств релейной защиты;
- с пуском при несоответствии положения выключателя (отключен) к положению ключа управления (включено).

### ***1.1.3 Основные требования, предъявляемые к устройствам АПВ***

Устройства АПВ должны соответствовать следующим требованиям:

1. Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя, находившегося в работе. В некоторых случаях они должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ: например, при наличии или, наоборот, при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2. Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в тех случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу после его включения персоналом (т. е. при включении элемента энергосистемы на короткое замыкание), поскольку повреждения в этом случае обычно бывают устойчивыми.

3. Схемы АПВ должны предусматривать возможность запрета действия АПВ при срабатывании некоторых устройств релейной защиты и автоматики. Так, например, не допускается действие АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях, когда срабатывает газовая защита. В отдельных случаях не допускается действие АПВ линий при срабатывании дифференциальной защиты шин.

4. Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действовать с заданной кратностью.

5. При неисправностях схем устройства АПВ устройство АПВ должно предотвращать многократное включение выключателя на устойчивое короткое замыкание.

6. Время действия АПВ должно быть оптимально минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановление нормального режима работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,6 с. Вместе с тем в некоторых случаях, когда наиболее вероятны повреждения, вызванные набросами и касаниями проводов передвижными механизмами, для повышения успешности АПВ целесообразно принимать выдержки времени порядка нескольких секунд.

7. Устройства АПВ должны быть готовы к повторным действиям, но не раньше, чем это допускается по условиям работы выключателя после успешного отключения повреждения.

8. При срабатывании устройства АПВ должны создавать команду на отключение выключателя длительностью, достаточной для включения выключателя.

## **1.2. АПВ линий с односторонним питанием**

### ***1.2.1. Выбор параметров срабатывания АПВ линий с односторонним питанием***

Для обеспечения правильной работы УАПВ выдержка времени на повторное включение выключателя и время автоматического возврата УАПВ в исходное положение выбираются по определенным условиям.

**Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя  $t_{АПВ1}$ .** Под  $t_{АПВ1}$  понимают промежуток времени между моментом отключения выключателя и моментом выработки устройством

АПВ команды на включение выключателя. Это время определяется следующими условиями:

1. Повторное включение отключившегося выключателя становится возможным после того, как привод установится в положение готовности для включения (время готовности привода  $t_{гп} = 0,2-1$  с). Для этого необходимо определенное время, различное для выключателей разных типов. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени готовности привода, т. е.

$$t_{АПВ1} \geq t_{гп} + \Delta t_{зап},$$

где  $\Delta t_{зап}$  – время запаса, учитывающее непостоянство  $t_{гп}$  и погрешность реле времени АПВ; принимается равным 0,2–0,3 с.

2. Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации  $t_{д}$ , т. е.

$$t_{АПВ1} \geq t_{д} + \Delta t_{зап}.$$

3. Повторное включение отключившегося выключателя становится возможным после того, как выключатель восстановит свою способность выполнить отключение поврежденной линии (времени готовности выключателя  $t_{гв}$ ) после отключения им тока КЗ:

$$t_{АПВ1} \geq t_{гв} + \Delta t_{зап}.$$

Для однократного АПВ времена  $t_{гв}$  и  $t_{д}$  всегда меньше суммы времени  $t_{гп}$  и времени включения выключателя  $t_{вв}$ . Поэтому определяющим обычно является условие  $t_{АПВ1} > t_{гп}$ . При этом с учетом времени запаса  $\Delta t_{зап} = 0,2-0,3$  с время срабатывания УАПВ для линий с односторонним питанием

$$t_{АПВ1} \geq t_{гп} + \Delta t_{зап} = 0,5-0,8 \text{ с.}$$

В некоторых случаях выдержки времени принимаются около 2–3 с, что бывает целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами.

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение (время готовности устройства АПВ  $t_{АПВ2}$ ) выбирается из условия обеспечения однократности действия. Под *временем готовности устройства* АПВ  $t_{АПВ2}$  понимают промежуток времени между моментом выработки команды на отключение выключателя до момента времени, в течение которого АПВ восстанавливает свою способность к повторному действию.

Для обеспечения однократности действия при повторном включении выключателя линии на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релейной защитой, имеющей наибольшую выдержку времени.

В АПВ с использованием комплектных устройств типа РПВ-58 время возврата схемы в исходное положение должно быть не меньше значения, определенного согласно следующему выражению:

$$t_{АПВ2} \geq t_{с.з.маx} + t_{ов} + \Delta t_{зап},$$

где  $t_{с.з.маx}$  – наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{ов}$  – время отключения выключателя.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20—25 с и, как правило, удовлетворяет вышеуказанному выражению.

В схемах АПВ, возврат которых в исходное положение производит реле времени, запускаемое в момент отключения выключателя, выдержка времени автоматического возврата определяется выражением

$$t_{АПВ2} = t_{АПВ1} + t_{вв} + t_{с.з.маx} + t_{ов} + \Delta t_{зап} = 10\text{--}20 \text{ с},$$

где  $t_{вв}$  – наибольшее время включения выключателя.

### 1.2.2. Схемы устройств АПВ линий с односторонним питанием

Схемы устройства электрического АПВ, подобно схемам релейной защиты, выполняются на постоянном и переменном, в том числе выпрямленном, оперативном токе. Механические АПВ грузовых и пружинных приводов некоторых типов выключателей, еще встречающихся в эксплуатации, вообще не требуют оперативного тока. Они действуют при срабатывании встроенных в привод реле прямого действия и включают отключившийся выключатель без выдержки времени. Условия работы механических приводов в цикле АПВ крайне тяжелые. При включении выключателя возникают увеличенные ударные нагрузки, расстраивающие привод. К недостаткам схем АПВ с механическими приводами относится отсутствие в них выдержки времени. Этих недостатков лишены электрические АПВ.

**Устройства АПВ на переменном оперативном токе.** Автоматическое повторное включение при наличии переменного оперативного тока можно осуществить на выключателях с грузовыми и пружинными приводами. В их схему управления (рис. 1.1) входят различные вспомогательные контакты. В зависимости от того с какими деталями и узлами привода связаны эти контакты, их можно разделить на следующие три группы.

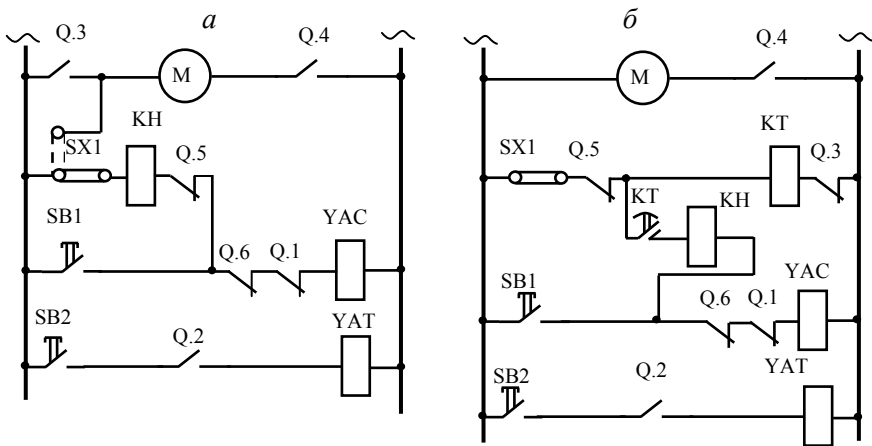


Рис. 1.1. Схемы устройства АПВ на переменном оперативном токе выключателей с грузовыми и пружинными приводами



1-я группа контактов связана с механизмом натяжения включающих пружин и переключается при изменении состояния пружины. Вспомогательный контакт, разомкнутый при ненатянутых пружинах и замыкающийся только в момент их полного натяжения, называют *контактом готовности привода*. Он управляет цепью электромагнита включения УАС. В схемах рассматриваемых устройств автоматики этот контакт обозначен как Q.6. Другой контакт, связанный с пружиной, действует в обратном порядке и используется в качестве контакта конечного выключателя в цепи электродвигателя, заводящего включающую пружину; в рассматриваемых схемах устройств автоматики он обозначен как Q.4.

2-я группа контактов Q.1, Q.2, Q.3 связана с валом привода и переключается при изменении положения выключателя по любой причине.

К 3-й группе относится так называемый аварийный контакт Q.5, который замыкается при включении выключателя, остается замкнутым при действии релейной защиты и размыкается только при оперативном отключении выключателя.

В конкретной схеме автоматики могут быть использованы не все названные вспомогательные контакты. Если в схеме содержатся цепи управления нескольких выключателей, то в указанное обозначение контактов вводятся цифровые обозначения соответствующих выключателей. Так, для выключателя Q.2 это контакты Q2.1, Q2.2 и т. д.

На схеме рис. 1.1, а все вспомогательные контакты показаны в положении, соответствующем отключенному выключателю и полностью заведенной включающей пружине. Натяжение пружины осуществляется электродвигателем М, в течение времени его работы контакт Q.6 готовности привода остается разомкнутым, не допуская включения выключателя при не полностью натянутой пружине. По окончании натяжения пружины контакт Q.6 замыкается, а конечный выключатель – контакт Q.4 – размыкает цепь электродвигателя М. Операции включения и отключения выключателя персоналом осуществляются кнопочными выключателями SB1 и SB2. Для выполнения АПВ мгновенного действия параллельно контакту выключателя SB1 включается аварийный вспомогательный контакт Q.5, создающий цепь несоответствия и обеспечивающий автоматическое повторное включение выключателя только при его отключении релейной защитой. Последовательно с контактом Q.5 включены

указательное реле КН и накладка SX1. В цепь электродвигателя дополнительно включается замыкающий вспомогательный контакт выключателя Q.3, обеспечивающий завод включающих пружин только при включенном положении выключателя.

При успешном АПВ выключатель остается включенным, пружины заводятся и привод приходит в состояние готовности через время  $t_{\text{гп}} = 6-15$  с. В случае неуспешного АПВ выключатель отключается. При этом можно обеспечить однократность действия УАПВ, если время включенного состояния выключателя меньше времени, необходимого для завода включающих пружин, т. е. наибольшая выдержка времени релейной защиты должна быть меньше указанного минимального времени подготовки привода к включению.

Накладка SX1 имеет два положения: в вертикальном положении накладки SX1 привод подготавливается к действию при отключенном выключателе, а после включения выключателя контактом кнопочного выключателя SB1 накладка SX1 вновь переводится в горизонтальное положение. Во включенном положении выключателя двигатель заводит пружину и УАПВ снова готово к действию. Недостаток схемы – применение ручной операции с накладкой SX1.

Электрическое мгновенно действующее УАПВ, как и механическое, начинает включать выключатель еще до того, как элементы выключателя и привода придут в состояние покоя, следствием чего являются дополнительные механические удары и плохая работа привода. Наряду с этим короткие замыкания не всегда успевают самоустраниться, так как время бестоковой паузы мало (около 0,2–0,3 с). Устройство АПВ с выдержкой времени не имеет указанного недостатка.

На рис. 1.1, б показана схема, отличающаяся от предыдущей (см. рис. 1.1, а) наличием реле времени КТ, например типа ЭВ-218 с импульсным замыкающим контактом КТ. Реле времени запускается при отключении выключателя и замыкании вспомогательного контакта Q.3. Для обеспечения однократности действия устройства АПВ минимальное время подготовки привода к включению должно быть больше, чем наибольшая выдержка времени релейной защиты и время действия АПВ вместе взятые.

**Устройство АПВ на выпрямленном оперативном токе.** В устройстве АПВ используется комплектное реле типа РРВ-358, в которое входят (рис. 1.2, а):

*реле времени* КТ, создающее выдержку времени  $t_{\text{АПВ}}$  от момента пуска устройства АПВ до замыкания цепи контактора включения выключателя;

промежуточное реле КЛ1 с двумя обмотками – обмоткой тока КЛ1.1 (последовательной) и обмоткой напряжения КЛ1.2; реле при срабатывании замыкает цепь включения выключателя;

*конденсатор* С1, в результате разряда которого срабатывает реле КЛ1 и обеспечивается однократность действия УАПВ;

*резисторы*: R1, обеспечивающий термическую стойкость реле времени, R2, ограничивающий скорость заряда конденсатора С1, и R3, разряжающий конденсатор С1 при срабатывании устройств защиты, после действия которых не должно происходить АПВ, и при отключении выключателя ключом управления SA (запрет АПВ);

*диод* VD, предотвращающий разряд конденсатора С1 при понижении напряжения на блоке питания и заряда (UGV) вследствие близких коротких замыканий.

Для питания электромагнита отключения YAT выключателя используется предварительно заряженный конденсатор С2 блока питания и заряда UGV (рис. 1.2, б). В схему введено промежуточное реле КЛ2 для разделения оперативных цепей электромагнита отключения и реле РПВ-358. Электромагнит включения YAC выключателя получает питание от трансформатора собственных нужд Т1 через мощный выпрямитель VS (рис. 1.2, в).

Схема действует следующим образом. При отключении выключателя по любой причине вследствие замыкания его вспомогательного контакта Q.1 срабатывает реле положения выключателя KQT и замыкает свой контакт KQT.1 в цепи пуска устройства АПВ. Если отключение произошло не от ключа управления SA, то он остается в положении «Включено», а его контакт SA.1 замкнут. Таким образом фиксируется несоответствие положений ключа управления и выключателя, необходимое для пуска реле времени КТ. Его контакт КТ.1, размыкаясь без выдержки времени, включает резистор R1, обеспечивая термическую стойкость реле, а контакт КТ.2, замыкаясь с заданной выдержкой времени, подключает обмотку КЛ1.2 промежуточного реле к конденсатору С1. Вследствие разряда конденсатора реле КЛ1 срабатывает и выключателем КМ замыкает контакт КЛ1.1 в цепи контактора включения, в которую включена последовательная обмотка КЛ1.1 реле. Она удерживает реле КЛ1

в возбужденном состоянии до полного включения выключателя. При успешном АПВ выключатель остается во включенном положении. Действие устройства АПВ фиксируется указательным реле КН.

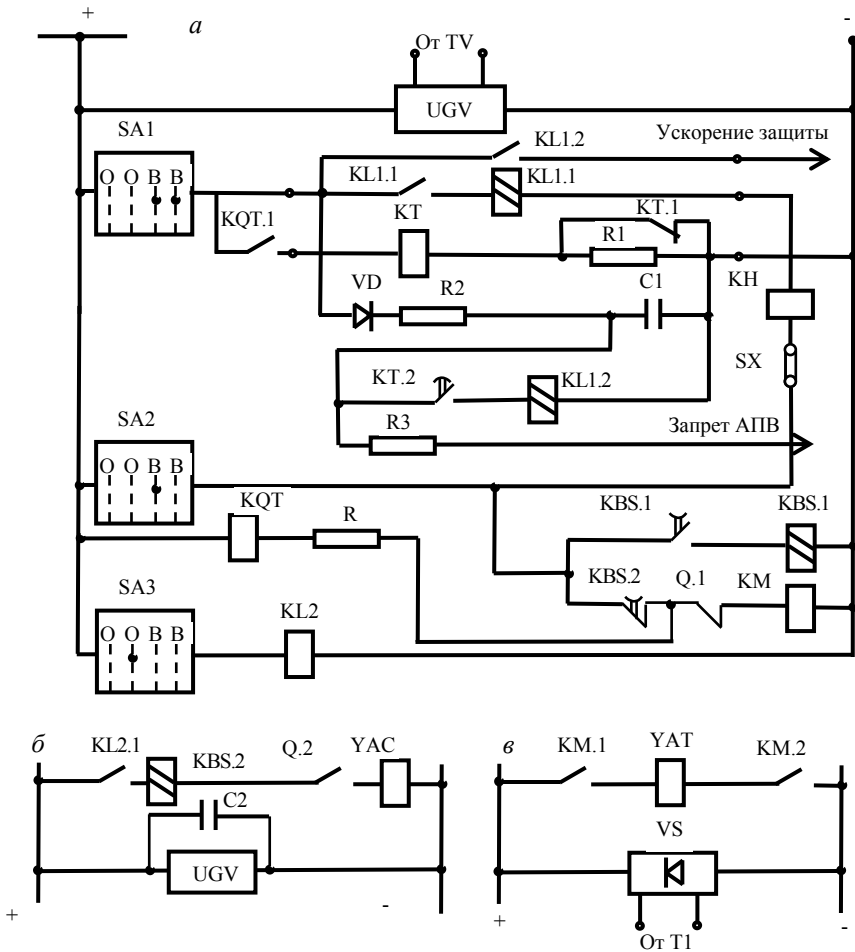


Рис. 1.2. Схема устройства АПВ на выпрямленном оперативном токе с использованием реле типа РПВ-358

Схема становится готовой к новому повторному действию после заряда конденсатора С1. Время заряда  $t_{АПВ2} = 20$  с. При этом обеспечивается однократность действия устройства АПВ, так как конденса-

тор заряжается только при включенном положении выключателя. Включения выключателя при неуспешном АПВ не происходит.

В схему УАПВ включено двухобмоточное реле блокировки KBS с замедленным возвратом  $t_{в,р} = 0,3-0,4$  с. Реле предназначается для предотвращения многократных включений выключателя при неисправностях в оперативных цепях, например при сваривании контакта KL1.1. В таких случаях при первом воздействии на отключение выключателя реле KBS срабатывает и самоудерживается контактом KBS.1 в цепи обмотки KBS.1, а его контакт KBS.2 размыкает цепь контактора КМ электромагнита включения УАС выключателя.

### *1.2.3. Совместные действия устройств АПВ линий с односторонним питанием и устройства релейной защиты*

Применение устройств АПВ позволило в некоторых случаях ускорить действие релейной защиты и тем самым уменьшить ущерб от повреждений линий.

Различают три вида совместных действий устройств РЗ и устройств АПВ:

1. Ускорение действия релейной защиты до АПВ.
2. Ускорение действия релейной защиты после АПВ.
3. Поочередное АПВ.

**Ускорение действия релейной защиты до АПВ** применяется на линиях с односторонним питанием в тех случаях, когда действие устройства АПВ, установленного на головной линии, распространяют на смежные линии. Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение короткого замыкания и обеспечить селективную ликвидацию повреждений. В сети, показанной на рис. 1.3, максимальная токовая защита МТЗ1, установленная на линии Л1, по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем максимальные токовые защиты МТЗ2 и МТЗ3 линий Л2 и Л3.

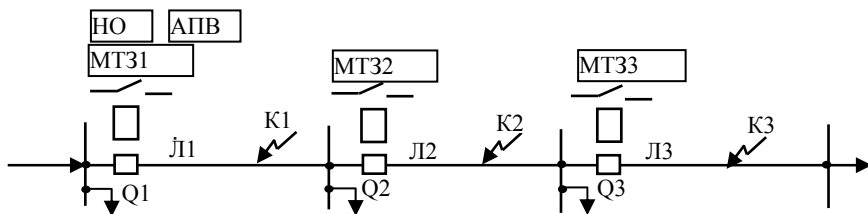


Рис. 1.3. Участок сети с односторонним питанием

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение поврежденных на линии Л1 без применения сложных защит, является ускорение максимальной токовой защиты этой линии до АПВ или дополнительная установка неселективной токовой отсечки (НО). С этой целью защита МТЗ1 выполняется так, что при возникновении КЗ она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени.

При возникновении КЗ на линии Л1 (К1), или линии Л2 (К2), или Л3 (К3) процесс происходит следующим образом. Первоначально, без выдержки времени, действует неселективная отсечка НО или ускоренная селективная защита головной линии (ускоренное МТЗ-1) и отключается выключатель Q1. Запускается устройство АПВ головной линии, и с некоторой выдержкой времени включается выключатель Q1. При действии АПВ головной линии запрещается действие неселективной отсечки НО или ускоренное действие селективной защиты головной линии. Если повреждение неустойчиво и АПВ успешно, то через время, достаточное для селективного отключения короткого замыкания, вновь разрешается действие неселективной отсечки НО или ускоренное действие селективной защитой (МТЗ1).

Ускорение защиты до АПВ выполняется следующим образом. Пуск реле KL2 при осуществлении ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле АПВ (рис. 1.4). У реле KL2 при этом используется размыкающий контакт KL2.1. В схеме на рис. 1.4 цепь ускорения будет замкнута до АПВ и разомкнется при действии АПВ на включение выключателя Q1. Реле KL2 при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не отключится короткое замыкание и не разомкнутся контакты реле защиты.

К недостаткам ускорения релейной защиты до АПВ относятся:

1. Тяжелые условия работы выключателя Q1, что требует более частого выполнения его капитального ремонта.
2. Метод применим только в тех случаях, когда потребители, питающиеся от линии Л1, допускают перерыв питания, по времени равный времени действия АПВ линии Л1 плюс время включения выключателя Q1.

3. Не всегда удается обеспечить требуемую чувствительность неселективной отсечки НО или МТЗ1 к коротким замыканиям в конце ЛЗ.

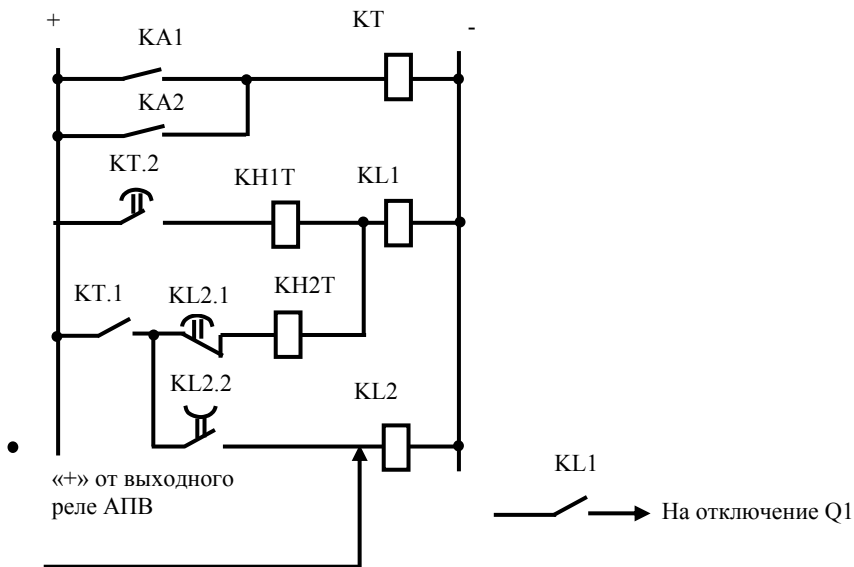


Рис. 1.4. Ускорение защиты до АПВ

**Ускорение действия релейной защиты (РЗ) после АПВ.** Ускорение действия РЗ после АПВ применяется в тех случаях, когда действие устройства АПВ распространяется только на защищаемую линию. Повторное включение на устойчивое повреждение линии, не имеющей быстродействующей защиты, вредно отражается на работе потребителей, приводит к увеличению размеров повреждения в месте короткого замыкания и усугубляет опасность нарушения устойчивости энергосистемы. Поэтому перед повторным включением выключателя линии производится ускорение действия релейной защиты. Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующей защиты, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты как меру повышения надежности защиты линии в целом. На кабельных линиях ускорение защиты после АПВ

необходимо применять для предотвращения повреждения кабелей из-за перегрева при длительном прохождении тока КЗ.

При возникновении повреждения на защищаемой линии процесс развивается следующим образом: первоначально запрещено действие неселективной отсечки, установленной на линии, или ускорение селективной защиты защищаемой линии, поэтому поврежденная линия отключается селективно (с выдержкой времени). После аварийного отключения выключателя линии запускается устройство АПВ, которое включает выключатель. Одновременно с включением выключателя при срабатывании устройства АПВ разрешается действие неселективной отсечки НО или ускорение действия селективной защиты на время, достаточное для неселективного отключения линии (на время действия неселективной отсечки или ускоренной селективной защиты плюс время отключения выключателя линии плюс небольшое время запаса). Если АПВ успешно, то через некоторое время, указанное выше, снимается разрешение на действие неселективной отсечки или ускоренное действие селективной защиты.

Если АПВ неуспешно, то поврежденная линия неселективно отключается неселективной отсечкой или ускоренным действием селективной защиты.

На рис. 1.5 показана схема выполнения ускорения максимальной токовой защиты после АПВ. Ускоренное действие защиты осуществляется через мгновенный контакт КТ.1 реле времени КТ. При отключении выключателя срабатывает реле КQT (реле положения выключателя «отключен») и замыкает свой контакт в цепи питания промежуточного реле ускорения KL2. Реле KL2 срабатывает и замыкает свой контакт в цепи ускоренного отключения выключателя. После включения выключателя устройством АПВ реле КQT возвращается в исходное положение и его контакт в цепи питания обмотки реле KL2 размыкается. Однако контакт KL2.1 остается после этого замкнутым в течение 0,7–1 с, что вполне достаточно для неселективного отключения выключателя в случае устойчивого повреждения.



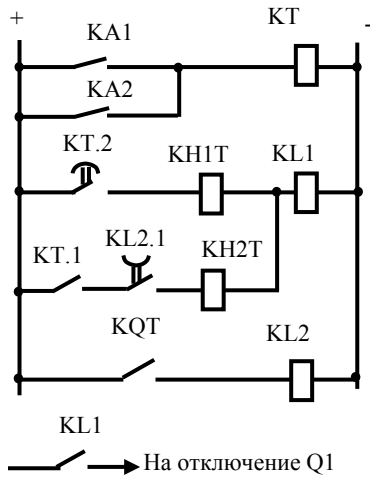


Рис. 1.5. Ускорение действия РЗ после АПВ

**Поочередное АПВ (ПО АПВ)** сочетает в себе эффекты ускорения действия защиты до и после АПВ. Расстановка устройств защиты и автоматики показана на рис. 1.6.

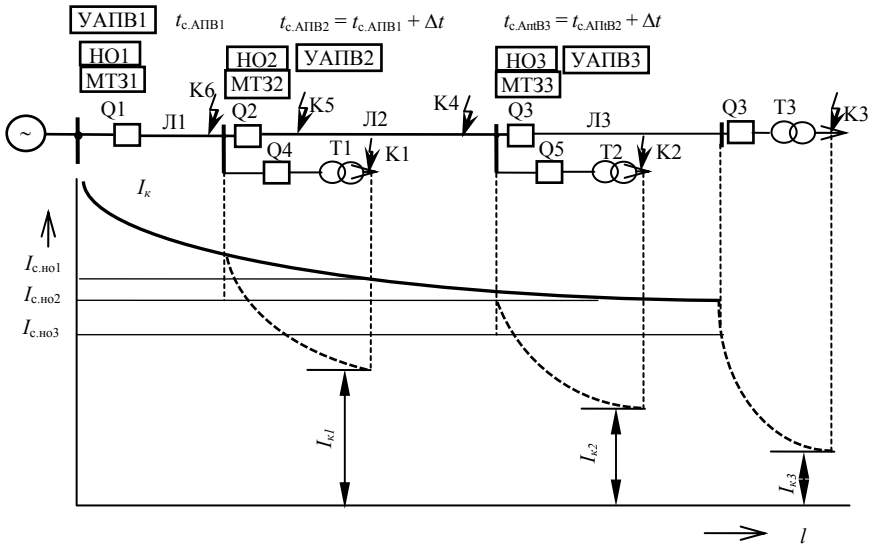


Рис. 1.6. Расстановка устройств РЗА и настройка быстродействующих ступеней (НО) защиты при поочередном АПВ

Неселективные токовые отсечки (НО) защищают каждая свой участок и часть последующего (чем меньшую, тем лучше). Время срабатывания устройств АПВ последовательно нарастает на ступень  $\Delta t$  по мере удаления от источника питания. Рассмотрим совместное действие релейных защит и устройств АПВ на примере повреждения на линии Л2 (КЗ в точках К4 и К5). В зависимости от места КЗ мгновенно отключается либо только поврежденный участок (линия Л2 при КЗ в точке К4), либо поврежденный и предыдущий участки (при КЗ в точке К5 отключаются линия Л2 и линия Л1). Во втором случае первым с временем  $t_{с.АПВ1}$  действует АПВ линии Л1, а АПВ линии Л2 происходит позже с временем

$$t_{с.АПВ2} = t_{с.АПВ1} + \Delta t.$$

После АПВ неселективная отсечка еще остается введенной на время, достаточное для отключения без выдержки поврежденной линии (в случае КЗ на своем участке), а затем автоматически выводится раньше АПВ последующего участка. Поэтому неселективная отсечка линии Л1 НО1 будет выведена раньше, чем сработает АПВ2 линии Л2. При устойчивом КЗ в точке К5 после действия АПВ2 линии Л2 произойдет срабатывание только неселективной отсечки НО2 и отключение только линии Л2. При устойчивом КЗ в точке К4 оба раза действует только НО2. Таким образом, если КЗ устойчиво, то мгновенно вторично отключается только поврежденный участок, ликвидация КЗ происходит селективно и без выдержек времени.

По завершении всех отключений и циклов АПВ на участках, оставшихся включенными, снова автоматически вводятся неселективные отсечки НО. Как правило, ПО АПВ применяют не более чем для трех участков.

Одна из схем управления НО при поочередном АПВ показана на рис. 1.7. До АПВ НО введена контактом промежуточного реле КЛ1.2. Устройство АПВ, срабатывая, запускает реле времени КТ, которое далее самоудерживается контактом КТ.1. По истечении времени, достаточного для отключения неселективной отсечкой устойчивого КЗ на своем участке, замыкается импульсный контакт КТ.2. Реле КЛ1 действует, выводит НО и самоудерживается до замыкания упорного контакта КТ.3, шунтирующего обмотку реле КТ.

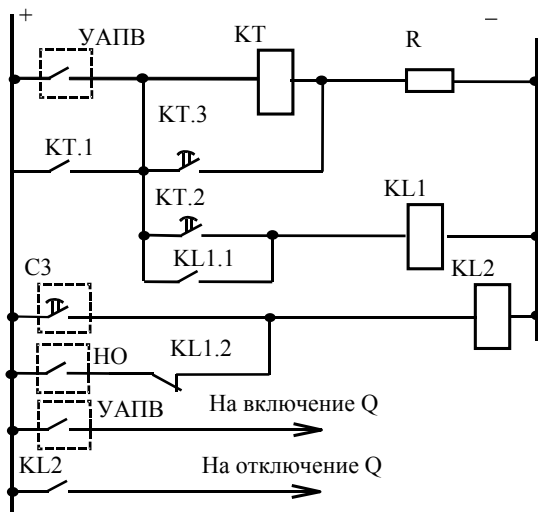


Рис. 1.7. Схема управления быстродействующей неселективной ступенью защиты (НО) при поочередном АПВ (НО, С3 – соответственно выходные контакты неселективной отсечки и селективной ступени с выдержкой времени)

Реле KL1 теряет питание и снова вводит НО. Время замыкания контакта КТ.3 должно превышать время полного цикла неуспешного АПВ предыдущей линии.

### 1.3. АПВ линии с двухсторонним питанием

#### 1.3.1. Особенности выполнения линий с двухсторонним питанием

При установке устройств АПВ на линиях с двухсторонним питанием необходимо учитывать, что для восстановления работоспособности поврежденной линии требуется ее отключение и включение с двух сторон. В связи с этим устройства АПВ следует устанавливать на выключателях обоих концов защищаемой линии.

Необходимо также учитывать возможность несинхронного повторного включения и в ряде случаев принимать специальные меры для предотвращения несинхронного повторного включения.

При возникновении трехфазного КЗ и отключении линии в системе С1 и в системе С2 (рис. 1.8) может возникнуть разность частот,

т. е. векторы напряжений системы C1 ( $U_{c1}$ ) и системы C2 ( $U_{c2}$ ) начнут вращаться друг относительно друга. Если при нормальном режиме между векторами напряжений существует небольшой угол  $\delta$ , необходимый для передачи мощности из одной части системы в другую, то при возникновении КЗ и отключении линии угол  $\delta$  начнет изменяться от 0 до 360°. Если включение линии произойдет в момент времени в соответствующий угол  $\delta$ , то по линии начнет протекать уравнивающий ток, вызванный напряжением  $\Delta \dot{U}$  и ограничиваемый сопротивлениями систем C1 и C2 и сопротивлением линии. При условии

$$\left| \dot{U}_{c1} \right| = \left| \dot{U}_{c2} \right| = U$$

величина уравнивающего тока

$$I_{\text{ур}} = \frac{2U}{X_{c1} + X_{\text{л}} + X_{c2}} \sin \delta / 2.$$

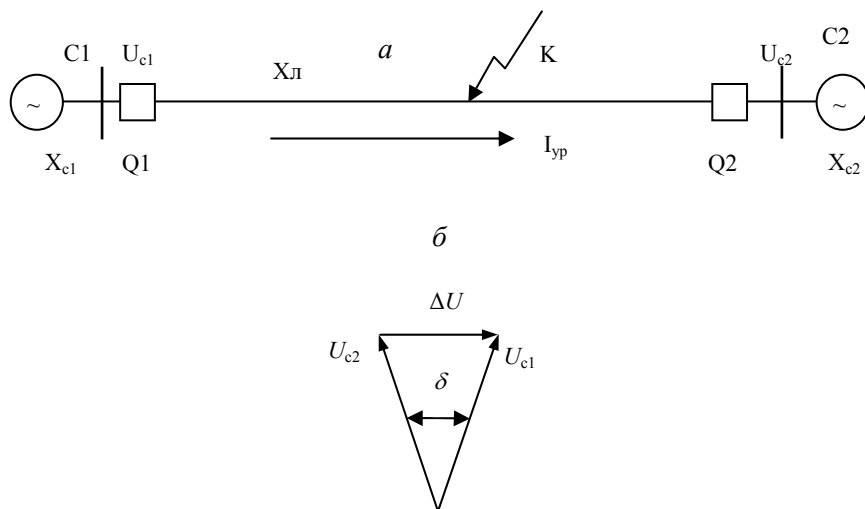


Рис. 1.8. Схема сети с двухсторонним питанием (а) и векторная диаграмма (б) напряжений

Наиболее опасным является момент включения линии при  $\delta=180^\circ$ :

$$I_{\text{ур}} = \frac{2U}{X_{c1} + X_{\text{л}} + X_{c2}},$$

т. е. величина уравнительного тока, может превышать значение тока при трехфазном коротком замыкании на линии. Поэтому при АПВ линий с двухсторонним питанием необходимо проверять синхронизм напряжений по обоим концам включаемой линии. Считается, что синхронизм не нарушается или допускается включение линии без проверки синхронизма напряжений по ее концам, если:

1) линия имеет большое число параллельных связей, когда отключение одной из параллельных связей не сопровождается нарушением синхронизма;

2) имеется быстродействующая защита и быстродействующие выключатели по обоим концам, позволяющие обеспечить полное время цикла АПВ (отключение-включение) не более 0,25–0,5 с при повреждении в любой точке защищаемой линии; за указанное время векторы ЭДС разделившихся источников не успевают разойтись на значительный угол, и поэтому повторное включение сопровождается допустимыми толчками тока и завершается успешным вхождением в синхронизм; устройства АПВ с таким временем действия называются *быстродействующими*;

3) включение на несинхронную работу при любых углах между ЭДС разделившихся источников не представляет опасности для оборудования и обеспечивает быстрое восстановление синхронизма; такое устройство АПВ называется *несинхронным*.

Проверка синхронизации напряжений выполняется с помощью специальных органов, которые контролируют наличие напряжения на линии и наступления синхронизма или приближения к нему. Устройства АПВ, дополненные этими органами, называются УАПВ с *контролем синхронизма*.

В системах с глухозаземленными нейтралью наряду с трехфазным применяется также однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). Устройства ОАПВ имеют определенные преимущества перед трехфазными УАПВ. Однако они значительно сложнее и требуют пофазного управления выключателями. Имеются также схемы совместного согласованного действия устройств УАПВ и

ОАПВ. Особенности УАПВ линий с двусторонним питанием рассматриваются далее на примере трехфазного УАПВ.

Для ЛЭП с двусторонним питанием применяются следующие виды устройств АПВ:

- несинхронное АПВ (НАПВ);
- быстродействующее АПВ (БАПВ);
- устройства АПВ линий, имеющих мощные обходные связи;
- АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС);
- АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС).

### ***1.3.2. Устройство трехфазных АПВ без контроля синхронизма линий с двусторонним питанием***

*Устройство АПВ линий с мощными обходными линиями связей*

Так как при аварийном отключении линии синхронизм напряжений не нарушается, то на линии применяют устройства АПВ, аналогичные устройствам АПВ линий с односторонним питанием (рис. 1.9).

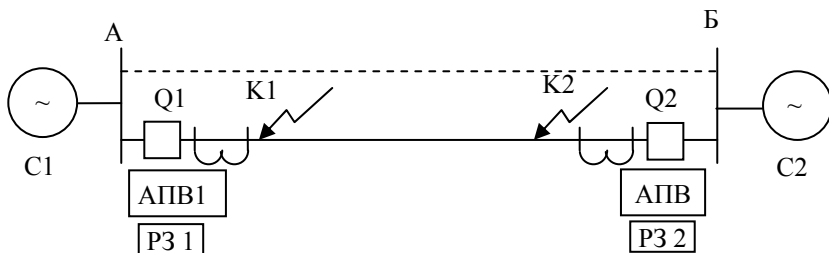


Рис. 1.9. АПВ с мощными обходными линиями связей

При коротком замыкании на линии вблизи шин подстанций возможно каскадное действие устройств РЗ и выключателей. Неправильный выбор времени срабатывания устройств АПВ в этом случае может привести к отключению линии не только при устойчивых, но и при неустойчивых повреждениях, т. е. в таком случае теряется смысл установки устройств АПВ на линии.

Расчетным условием для каждого комплекта устройств защиты и АПВ является короткое замыкание у места их установки (точка К1 –

для защиты и УАПВ выключателя Q1; точка K2 – для защиты и УАПВ выключателя Q2). В этом случае защита рассматриваемого комплекта имеет минимальную выдержку времени, а выключатель противоположного конца линии из-за возможного отказа быстродействующих защит отключается резервными защитами с максимальной выдержкой времени.

Рассмотрим условия выбора времени устройства АПВ I. Для этого построим временную диаграмму событий при КЗ в точке K1 (рис. 1.10).

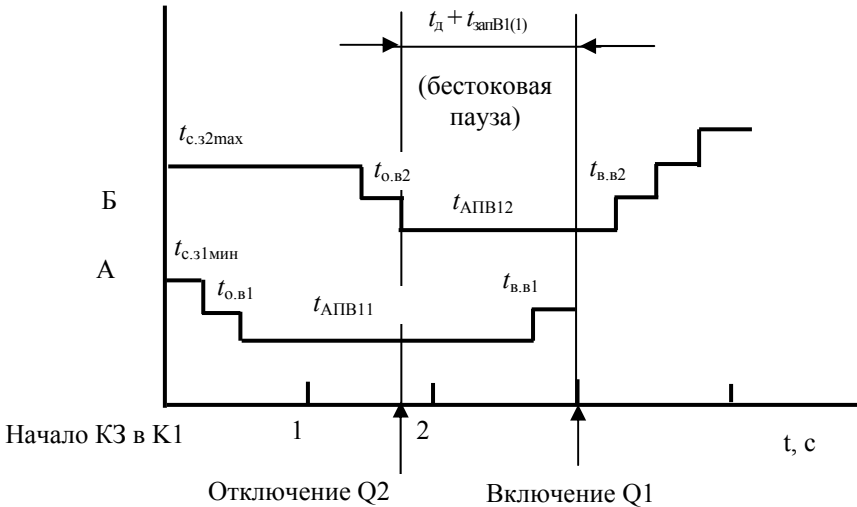


Рис. 1.10. Временные диаграммы для выбора времени срабатывания АПВ1 без проверки синхронизма

Из временной диаграммы следует, что

$$t_{АПВ1} = t_{с.з2max} + t_{о.в2} + t_d + \Delta t_{зап} - t_{с.з1min} - t_{о.в1} - t_{в.в1}.$$

Так как на линии устанавливаются, как правило, однотипные выключатели, то  $t_{о.в2} = t_{о.в1}$  и, следовательно,

$$t_{АПВ1} = t_{с.з2max} + t_d + \Delta t_{зап} - \Delta t_{с.з1min} - t_{в.в1}.$$

Если рассмотреть соответствующую временную диаграмму событий при повреждении в точке К2, то можно определить требуемое время срабатывания устройства АПВ2 как

$$t_{\text{АПВ2}} = t_{\text{с.з1max}} + t_{\text{д}} + \Delta t_{\text{зап}} - \Delta t_{\text{с.з2min}} - t_{\text{в.в2}}$$

Нетрудно заметить, что рассмотренное устройство АПВ может с обеих сторон включать линию на устойчивое короткое замыкание. Второе (с другой стороны линии) включение при устойчивом коротком замыкании нежелательно, целесообразно осуществить поочередное включение выключателей. Например, сначала включить выключатель Q1, а затем выключатель Q2, разрешив его включение только при наличии напряжения на включаемой линии. Оно появляется, если короткое замыкание после отключения линии самоустраняется и выключатель Q1 успешно включается. При устойчивом коротком замыкании выключатель Q1 после повторного включения отключается, линия остается без напряжения и устройство АПВ выключателя Q2 не действует. Для осуществления указанного действия УАПВ (рис. 1.11) в его схему вводится максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на линии (устройство АПВН).

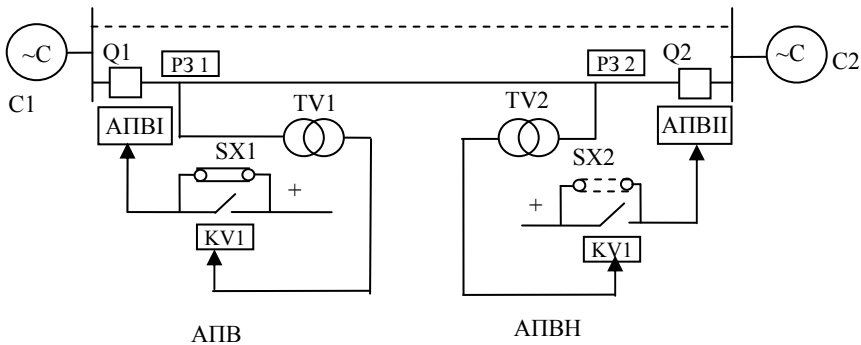


Рис. 1.11. АПВ с максимальным реле напряжения

Для более равномерного использования выключателей на обоих концах линии устанавливают комплекты АПВН–АПВ. Режим работы устройств АПВ определяется положением (замкнуты или разомкнуты) накладок SX.



Время срабатывания АПВ определяется аналогично рассмотренному выше. Время срабатывания АПВН определяется из следующих условий:

– при повреждении линии и отключении выключателя Q2 реле напряжения может находиться в состоянии после срабатывания и разрешать действовать устройству АПВ до тех пор, пока не отключится выключатель Q1. Это учитывается при определении времени:

$$t_{\text{АПВН}} = t_{\text{с.з1max}} + t_{\text{о.в1}} - t_{\text{с.з2min}} - t_{\text{о.в2}} + \Delta t_{\text{зап}};$$

– реле напряжения может сработать и при включении выключателя Q1 на устойчивое короткое замыкание, однако выключатель Q2 при этом включаться не должен, поэтому время действия его УАПВ должно быть больше времени действия защиты  $t'_{\text{с.з1}}$  после неуспешного АПВ и времени отключения выключателя  $t_{\text{о.в1}}$  вместе взятых:

$$t_{\text{АПВН}} = t'_{\text{с.з1}} + t_{\text{о.в}} + \Delta t_{\text{зап}}.$$

### *Быстродействующие АПВ (БАПВ)*

Быстродействующим называют такое АПВ, при котором полный цикл АПВ не превышает 0,25–0,5 с. При таком времени полного цикла АПВ векторы напряжений по обоим концам линии не успевают разойтись на значительный угол ( $\delta < 90^\circ$ ) и несинхронное отключение линий сопровождается относительно небольшими уравнительными токами. Такую продолжительность полного цикла АПВ можно обеспечить в том случае, если на обоих концах линии установлены быстродействующие защиты и воздушные или элегазовые выключатели. Время включения таких выключателей примерно 0,2 с.

Так как при недостатке воздуха в ресиверах воздушных выключателей возможен отказ выключателей при втором отключении повреждения в случае устойчивого КЗ, то действие АПВ разрешается только в том случае, если в ресиверах выключателя воздуха достаточно на два отключения выключателя. Контроль достаточности воздуха выполняется манометром, имеющим контакты. Контакты манометра замкнуты, если давление воздуха равно или больше допустимого давления. Ускорение действия АПВ может быть выпол-

нено за счет использования контактов без выдержки времени реле времени, входящего в комплект устройства РПВ-58.

### *Несинхронное АПВ (НАПВ)*

Несинхронное АПВ можно применять, если после несинхронного включения линии обеспечивается быстрая ресинхронизация и, несмотря на понижение напряжения, не нарушается устойчивость основных нагрузок. Для облегчения ресинхронизации при несинхронном АПВ устройства автоматики должны осуществлять определенные операции.

При возникновении дефицита мощности автоматически производятся отключение неответственных потребителей устройствами автоматической частотной разгрузки, набор нагрузки незагруженными агрегатами, включение резервных источников питания и ряд других мероприятий.

Если создается избыток мощности, то производится отключение части генераторов, электрическое или механическое их торможение и автоматическое регулирование турбин.

В связи с тем что несинхронное АПВ может происходить при любых углах между векторами ЭДС разделившихся частей энергосистемы при включении, возможно появление больших уравнивающих токов  $I_{ур.маx}$  и повышенных электродинамических усилий в элементах энергосистемы.

Несинхронное АПВ допустимо, если при включении отношение максимального значения периодической составляющей уравнивающего тока к номинальному току:

- $\frac{I_{ур.н}}{I_{нг}} \leq \frac{0,625}{X''_{дг}}$  – для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток и гидрогенераторов с демпферными обмотками;

- $\frac{I_{ур.н}}{I_{нг}} \leq 3$  – для синхронных генераторов, турбогенераторов

с непосредственным охлаждением обмоток и гидрогенераторов без демпферных обмоток.

Здесь  $X''_{дг}$  – сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронного генератора или компенсатора в относительных единицах.

Для трансформаторов и автотрансформаторов

$$\frac{I_{\text{ур.н}}}{I_{\text{нТ}}} \leq \frac{100 \%}{U_{\text{к}} \%}.$$

Несинхронное АПВ сопровождается не только возникновением сверхтоков и понижением напряжения, но и кратковременным появлением токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей из-за неодновременного замыкания фаз выключателя. В связи с этим защиты, реагирующие на токи напряжения обратной и нулевой последовательностей, исключая защиты, основанные на дифференциальном принципе, могут действовать неправильно на включаемой линии и на смежных с ней участках.

Имеется ряд способов, обеспечивающих правильное поведение защиты при наличии несинхронного УАПВ:

- понижение чувствительности защиты, например токовой отсечки с включением реле на фазные токи (для токовой отсечки нулевой последовательности и для дистанционной защиты этот способ, как правило, малоэффективен);
- увеличение времени действия защиты;
- применение различных блокировок, обеспечивающих кратковременный вывод из работы быстродействующих защит, способных подействовать неправильно при несинхронном АПВ; способ широко применяется для блокировки дистанционной защиты при возникновении качаний.

Для выполнения несинхронного УАПВ можно использовать реле типа РПВ-358. При этом схема устройства несинхронного УАПВ аналогична схеме устройства АПВ для линий с односторонним питанием. При поочередном включении выключателей устройство несинхронного АПВ с одного конца линии осуществляется с контролем наличия напряжения.

### ***1.3.3. Устройство трехфазного АПВ с контролем синхронизма линий с двухсторонним питанием***

Устройства АПВ с контролем синхронизма применяют на линиях с двусторонним питанием, когда отключение рассматриваемой линии может сопровождаться нарушением синхронизма, а приме-

нение несинхронного УАПВ недопустимо из-за больших толчков уравнительного тока. В устройствах АПВ с контролем синхронизма предусматриваются реле, не допускающие включения линии при больших значениях углов между векторами ЭДС, при которых толчок уравнительного тока превышает допустимое значение.

К рассматриваемой группе устройств АПВ относятся УАПВ *с ожиданием синхронизма* (АПВОС) и УАПВ *с улавливанием синхронизма* (АПВУС).

Устройства АПВОС разрешают включать линию только при наличии синхронизма и поэтому могут устанавливаться лишь на линиях, имеющих достаточно мощные параллельные связи, которые обеспечивают сохранение синхронизма при отключении рассматриваемой линии. Применение УАПВ без проверки синхронизма недопустимо, так как при выводе из работы параллельных связей или при их одновременном повреждении с рассматриваемой линией синхронизм будет нарушен.

Устройства АПВУС устанавливаются на линиях, имеющих слабые параллельные связи или не имеющих их. При отключении таких линий нарушается синхронная работа, но, несмотря на это, устройство АПВУС разрешает включить линию в определенном диапазоне углов между векторами напряжений, если разность частот несинхронно работающих частей энергосистемы не превышает допустимого значения.

#### *Устройство АПВ с ожиданием синхронизма*

Устройство АПВОС предусматривает поочередное включение выключателей с обоих концов линии. При этом на том конце линии, который включается раньше, достаточно производить АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии, а наличие синхронизма проверять при включении выключателя с противоположного конца. Обычно устройства АПВОС обоих концов линии имеют одинаковую схему, содержащую орган, контролирующий отсутствие напряжения и орган контроля синхронизма. Поэтому на линии устанавливаются два комплекта АПВОС (АПВОН) (рис. 1.12). Режим работы комплектов определяется накладками SX. На одном конце линии устанавливается режим комплекта АПВОС, на другом конце – АПВОН. При аварийном отключении линии на ней исчезает напря-

жение и замыкающиеся контакты реле KV1 и KV2 размыкаются, а размыкающие контакты – замыкаются. При этом разрешается действие устройства АПВОН и включается выключатель той стороны линии, на которую действует комплект АПВОН. Если АПВ включенного выключателя успешно, то на линии появляется напряжение и замыкается замыкающий контакт реле KV, входящего в комплект АПВУС, и разрешается действие АПВУС. Реле контроля синхронизма сравнивает два напряжения: напряжение на шинах и напряжение на включаемой линии. Реле реагирует на геометрическую разность этих напряжений, т. е. на *напряжение биения*  $U_b$ . Реле KSS контроля синхронизма типа РН-55 использует обычную электромагнитную систему минимального реле напряжения. Но реле вместо одной имеет две независимые обмотки, каждая из которых включается на одно из сравниваемых напряжений так, что при равенстве их значений и совпадении по фазе результирующий магнитный поток отсутствует и контакт KSS.1 реле замкнут.

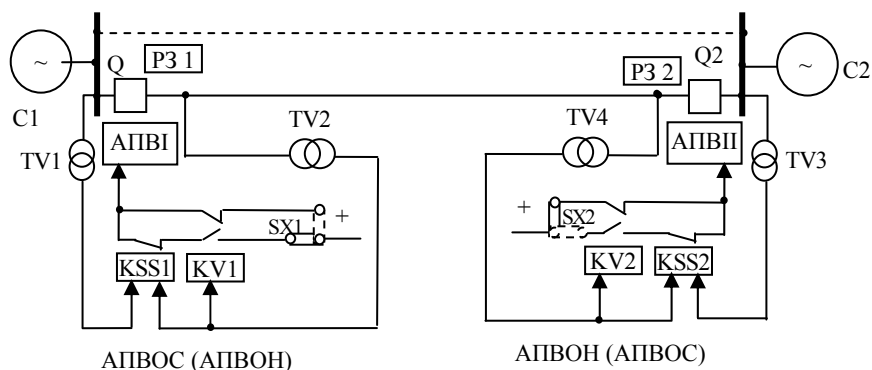


Рис. 1.12. Линии с двумя комплектами АПВОС

При смещении векторов сравниваемых напряжений друг относительно друга результирующий магнитный поток и вместе с ним вращающий момент в реле возрастают. При некоторых значениях угла  $\delta_{в.р}$  между векторами сравниваемых напряжений реле размыкает соответствующий контакт и запрещает действовать устройству АПВОС (рис. 1.13).

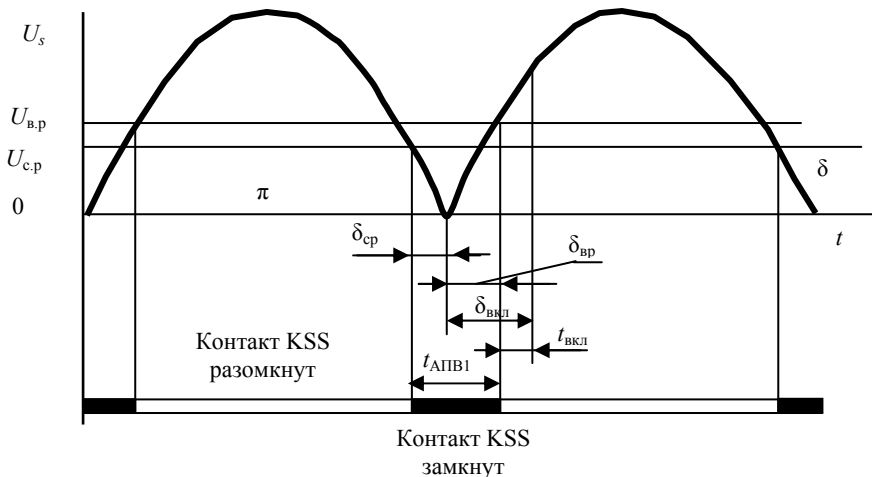


Рис. 1.13. Диаграмма, поясняющая работу реле контроля синхронизма

Таким образом, реле КСС находится в состоянии после срабатывания в течение времени

$$t = (\delta_{с.р} + \delta_{в.р})/\omega_s,$$

где  $\omega_s$  – угловая частота скольжения.

Это время сравнивается с временем  $t_{АПВ1}$ . Включение разрешается при  $t > t_{АПВ1}$ . Очевидно, определяющим является условие  $t_{АПВ1} = t$  (см. рис. 1.13). При этом включение происходит при некотором угле  $\delta_{вкл}$ , которому соответствует максимальная допустимая угловая частота скольжения  $\omega_{smax}$ . Из рис. 1.13 следует

$$\omega_{smax} = (\delta_{вкл} - \delta_{вд}) / t_{АПВ1}.$$

С учетом этого

$$t_{АПВ1} = (\delta_{с.р} + \delta_{в.р}) t_{вкл} / (\delta_{вкл} - \delta_{вд}).$$

При коэффициенте возврата реле РН-55  $k_B = \delta_{вд} / \delta_{с.р} = 1,25$

$$\delta_{вд} = \delta_{вкл} t_{АПВ1} / (1,8 t_{вкл} + t_{АПВ1}),$$

где  $t_{вкл}$  – максимальное время включения выключателя.

## Устройство АПВ с улавливанием синхронизма

Устройство АПВУС, как и АПВОС, осуществляет поочередное включение выключателей; при этом сначала включается выключатель на том конце линии, на котором контролируется отсутствие напряжения, а затем включается выключатель на другом конце, если позволяют органы, контролирующие разность частот. Устройство АПВУС включает органы, контролирующие разность частот напряжений разделившихся частей энергосистемы. Простейший орган контроля разности частот может быть выполнен из двух реле минимального напряжения: KV1 и KV2. К обоим реле подводится напряжение биения  $U_s$  (рис. 1.14).

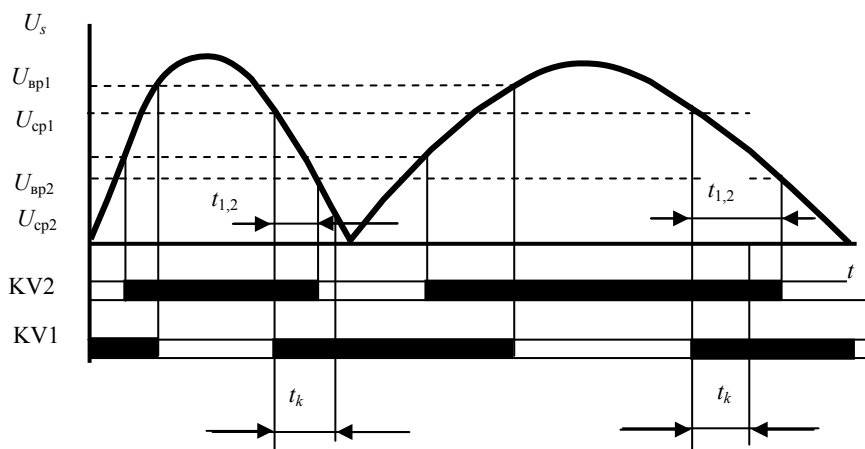


Рис. 1.14. Диаграмма, поясняющая работу органа, контролирующего разность частот напряжений разделившихся частей системы

Время  $t_{1,2}$ , в течение которого оба реле держат замкнутыми контакты в цепи обмотки реле времени, зависит от скорости изменения напряжения, характеризующей разность частот. Повторное включение разрешается, когда время  $t_{1,2}$  достигает или превышает заданное время контроля  $t_k$  (на рис. 1.14 второй период биения). Схема собрана так, что пуск устройства АПВУС происходит только в конце периода биения.

Уставки УАПВУС выбирают таким образом, что повторное включение происходит при малых углах между напряжениями, без зна-

чительных толчков уравнительного тока. Это позволяет использовать устройства АПВУС на одиночных транзитных линиях, а также линиях, имеющих слабые параллельные связи. Устройства релейной защиты при АПВУС обычно действуют правильно и не требуют дополнительных мер.

#### 1.4. Однофазное АПВ

В сетях с заземленными нейтралями большая часть отключений ЛЭП вызывается однофазными короткими замыканиями, значительная часть которых (80–90 %) неустойчива. Поэтому для ликвидации повреждения на линии достаточно отключить только поврежденную фазу. Такую операцию выполняют устройства однофазных АПВ (ОАПВ). Для реализации ОАПВ на линиях должны быть установлены пофазно управляемые выключатели.

Достоинством ОАПВ является то, что при однофазных коротких замыканиях коммутируется одна поврежденная фаза, две неповрежденные фазы остаются включенными, что позволяет сохранять устойчивость параллельной работы энергетических систем.

При возникновении междуфазных КЗ должны отключаться, а затем включаться все три фазы. Это требует комбинирования ОАПВ и трехфазных АПВ.

Для отключения защитой только одной фазы в устройствах ОАПВ предусматриваются *избиратели поврежденной фазы*. При однофазных КЗ избиратели поврежденной фазы определяют поврежденную фазу, снимают действие защиты на отключение трех фаз и переводят действие защиты на отключение только поврежденной фазы. В случае неуспешного ОАПВ избиратели поврежденной фазы переводят действие защиты на отключение трех фаз. В качестве избирателей поврежденных фаз используются дистанционные органы (реле сопротивления), к которым подводятся фазные токи и напряжения.

Использование ОАПВ требует проведения следующих мероприятий:

- расчета токов и напряжений в неполнофазных режимах работы;
- анализ поведения защит линии и прилегающих участков энергосистемы при неполнофазном режиме;



- выбор уставок защит, предотвращающих ложную работу защиты элементов энергосистемы при возникновении неполнофазного режима работы линии.

Сами устройства ОАПВ являются довольно сложными устройствами и кроме вышеуказанных действий дополнительно должны:

- при возникновении КЗ на неотключенных в цикле ОАПВ фазах отключать все три фазы и предотвращать действие трехфазного АПВ;
- запрещать трехфазное АПВ после неуспешного ОАПВ;
- запрещать действие ОАПВ при действии трехфазного АПВ.

По условиям деионизации среды при однофазном КЗ устройство ОАПВ должно создавать достаточную выдержку времени. Условия деионизации изоляции в месте повреждения ухудшаются подпиткой поврежденной фазы от неотключившихся фаз за счет электромагнитных и емкостных связей.

Длительность ионизации зависит от длины линии и напряжения в сети:

$$t_{\text{ди}} = kL ,$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от номинального напряжения линии:

$k = 0,001$  при напряжении 110 кВ,

$k = 0,002$  при напряжении 220 кВ,

$k = 0,003$  при напряжении 330 кВ,

$k = 0,004$  при напряжении 500 кВ;

$L$  – длина линии, км.

## 1.5. Принципы выполнения АПВ силовых трансформаторов

На **однотрансформаторных** подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение потребителей электрической энергии прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей предусматривается автоматическое повторное включение трансформатора мощностью более 1 МВА после его аварийного отключения. Пуск устройства АПВ обычно выполняют так, чтобы не допускать включения трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. При всех внутренних повреждениях срабатывает сигнальный элемент газового

реле. Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании сигнального элемента газового реле. При этом в действие УАПВ вводится некоторое замедление, исключающее повторное включение трансформатора при внутренних коротких замыканиях, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем его сигнальный элемент. В отдельных случаях допускается действие УАПВ при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений. В остальном требования к устройству АПВ и схемы его осуществления аналогичны рассмотренным выше УАПВ, применяемым на линиях электропередач.

На подстанциях с двумя и более трансформаторами наряду с устройствами автоматического включения резерва (АВР) могут предусматриваться и устройства АПВ. При этом их действия должны быть согласованы. В связи с наличием резервного источника питания автоматическое повторное включение ограничивают. Пуск устройства АПВ разрешают только при внешних коротких замыканиях. Для этой цели используют максимальную токовую защиту, установленную со стороны выводов низшего напряжения трансформатора. Срабатывание защиты свидетельствует о возникновении повреждения на шинах или о том, что внешнее короткое замыкание не отключилось соответствующей защитой. При этом отключается выключатель со стороны низшего напряжения трансформатора и устройство АПВ включает его повторно. Во всех остальных случаях напряжение на секцию шин, потерявшую питание, должно подаваться действием устройства АВР.

### **1.6. Принципы выполнения шин АПВ распределительных устройств**

Устройства автоматики обеспечивают автоматическое повторное включение шин. Если шины не имеют специальной защиты, то восстановление напряжения на них осуществляется устройствами АПВ питающих присоединений.

При наличии специальной защиты шин можно применять отдельные устройства АПВ шин, запускаемые этой защитой. С помощью УАПВ напряжение на шины подается сначала от одного из отклю-

чившихся питающих присоединений (т. е. делается опробование шин), а затем, если опробование шин оказывается успешным, включаются остальные присоединения.

Одной из разновидностей устройств является УАПВ с контролем напряжения на шинах. Такое устройство АПВ разрешает включение первого присоединения при отсутствии напряжения на шинах, а включение остальных присоединений – при наличии напряжения. Недостатком УАПВ с контролем напряжения является то, что при отказе на включение выключателя, который должен включаться первым, АПВ шин вообще не происходит. От этого недостатка свободно УАПВ шин с запретом действия (блокировкой) при повторном срабатывании защиты шин. Запрет выполняется с помощью дополнительного промежуточного реле, которое самоудерживается после первого срабатывания защиты шин. Если защита срабатывает повторно, то создаются цепи запрета, выполненные последовательно соединенными контактами защиты и дополнительного промежуточного реле. При успешном АПВ шин самоудерживание промежуточного реле снимается по истечении некоторого времени.

### **1.7. АПВ электродвигателей напряжением выше 1000 В**

Устройства АПВ предусматриваются на неответственных электродвигателях, отключаемых минимальной защитой напряжения для обеспечения самозапуска других ответственных электродвигателей. Одна из схем группового УАПВ показана на рис. 1.15.

Устройство начинает работать при действии минимальной защиты напряжения. Отключая электродвигатели, защита одновременно включает промежуточное реле KL1, которое затем самоудерживается контактом KL1.1. После восстановления напряжения до  $U = (0,8-0,9) U_{\text{ном}}$  реле напряжения KV запускает реле времени КТ (типа ЭВ-225 или ЭВ-245), которое импульсным контактом КТ.1 кратковременно замыкает цепь обмотки выходного реле KL2. Для надежного включения выключателей возврат реле KL2 должен происходить через время  $t_{\text{в.р}} \gg 0,1-0,2$  с после его срабатывания. Это условие обеспечивается тем, что время замкнутого состояния импульсного контакта КТ.1 реле времени составляет 0,45–0,65 с (реле ЭВ-225) или 1,0–1,5 с (реле ЭВ-245). Контакт КТ.2 реле времени служит для возврата схемы в исходное состояние.

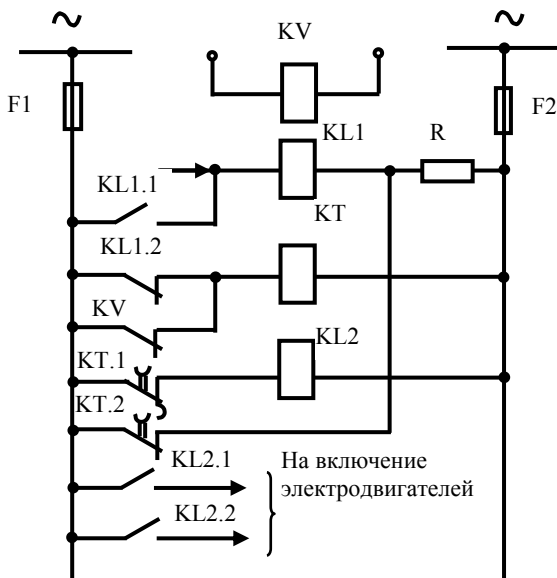


Рис. 1.15. Схема устройства АПВ электродвигателей напряжением выше 1 кВ

Индивидуальное АПВ электродвигателей может выполняться с применением реле РПВ-358 и дополнительного реле, контролирующего наличие напряжения на шинах питания. Включающие воздействия в схемах УАПВ электродвигателей подаются через контакты ключей управления, замкнутые находятся в положении «Включено», чтобы исключить возможность запуска электродвигателей, отключенных персоналом до момента снижения напряжения.

## 2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ И ОБОРУДОВАНИЯ

### 2.1. Общие положения

#### 2.1.1. Назначение устройств АВР

Питание потребителей достаточно надежно, если осуществляется от двух и более источников питания. Однако при питании потребителей от двух и более источников питания возрастает уровень токов короткого замыкания на шинах распределительных устройств (РУ) и в питаемой сети. Возрастание уровня токов короткого замыкания приводит к увеличению капитальных затрат на сооружение самих распределительных устройств, увеличению стоимости коммутирующей аппаратуры и удорожанию распределительных сетей.

Поэтому при питании потребителей электрической энергией чаще всего используется один основной источник питания при отключенном резервном источнике. В случае отключения основного источника питания или исчезновения напряжения на шинах распределительного устройства (на резервируемых шинах) по каким-либо другим причинам включается резервный источник питания.

Функцию автоматического включения резервного источника питания и резервного оборудования выполняет устройство АВР. По виду оборудования устройства АВР подразделяются:

на *АВР линий* (рис. 2.1, а);

*АВР трансформаторов* (рис. 2.1, б);

*АВР на секционных выключателях* (рис. 2.1, в);

*АВР двигателей* (рис. 2.1, г).

Первые два вида АВР применяются только для наиболее ответственных потребителей (собственные нужды электростанций, питание военных и правительственных объектов и т. д.). Наиболее часто в системах электроснабжения потребителей применяется устройство АВР (УАВР) на секционных выключателях.

При АВР на секционных выключателях оба источника включены и каждый из источников питает свою нагрузку. При отключении одного из источников включается секционный выключатель и нагрузка отключившегося источника воспринимается оставшимся в работе источником питания.

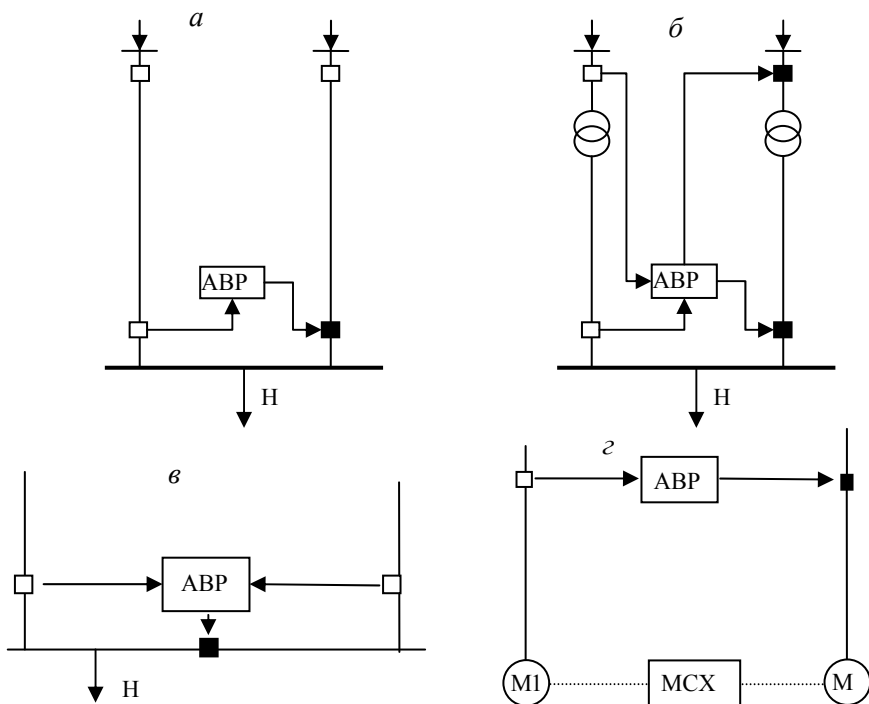


Рис. 2.1. Виды устройств АВР

В схемах электроснабжения довольно часто УАВР на секционном выключателе называют АВР трансформаторов, если в качестве источников питания используется трансформатор. Это особое выделение АВР на секционных выключателях в АВР трансформатора объясняется тем, что нагрузка трансформатора ограничивается его номинальной мощностью и допустима лишь ограниченная перегрузка трансформатора в течение оговоренного времени.

Различают АВР одно- и двухстороннего действия. В УАВР одностороннего действия реализуется включение резервного источника при отключении основного источника. Отключение резервного источника не приводит к включению основного источника питания. В УАВР двухстороннего действия отключение основного источника приводит к включению резервного источника питания и отключение резервного источника приводит к включению основного источника питания.

### **2.1.2. Основные требования, предъявляемые к устройствам АВР**

1. УАВР должны начинать действовать при потере питания резервируемых шин от основного источника питания по любой причине (аварийные, самопроизвольные или ошибочные отключения основного источника питания).

2. Действие УАВР должно быть однократным, чтобы предупредить многократное включение резервного источника питания на устойчивое повреждение.

3. Время действия УАВР должно быть оптимально минимальным для уменьшения перерыва питания потребителя.

4. Включение выключателя резервного источника питания УАВР должно осуществляться только после отключения выключателя рабочего источника питания (во избежание включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание в цепи рабочего питания).

5. Должно быть реализовано ускорение действия релейной защиты резервного источника питания после АВР.

6. УАВР не должно действовать при исчезновении напряжения как на основном, так и на резервном источниках питания.

7. УАВР не должно действовать при кратковременных исчезновениях напряжения на основном источнике питания.

8. Команда на включение выключателя резервного питания должна подаваться немедленно после отключения выключателя источника основного питания.

### **2.2. Пусковые органы устройств АВР**

В качестве примера рассмотрим УАВР на секционном выключателе (участок сети показан на рис. 2.2). В указанной схеме шины секционированы; секционный выключатель Q2 отключен. Каждая секция питается от отдельного источника. Схему УАВР можно выполнить так, что устройство будет действовать на включение секционного выключателя Q2 при отключении любого из источников питания и исчезновении напряжения на любой секции шин. В этом случае осуществляется взаимное резервирование с помощью УАВР *двухстороннего действия*.

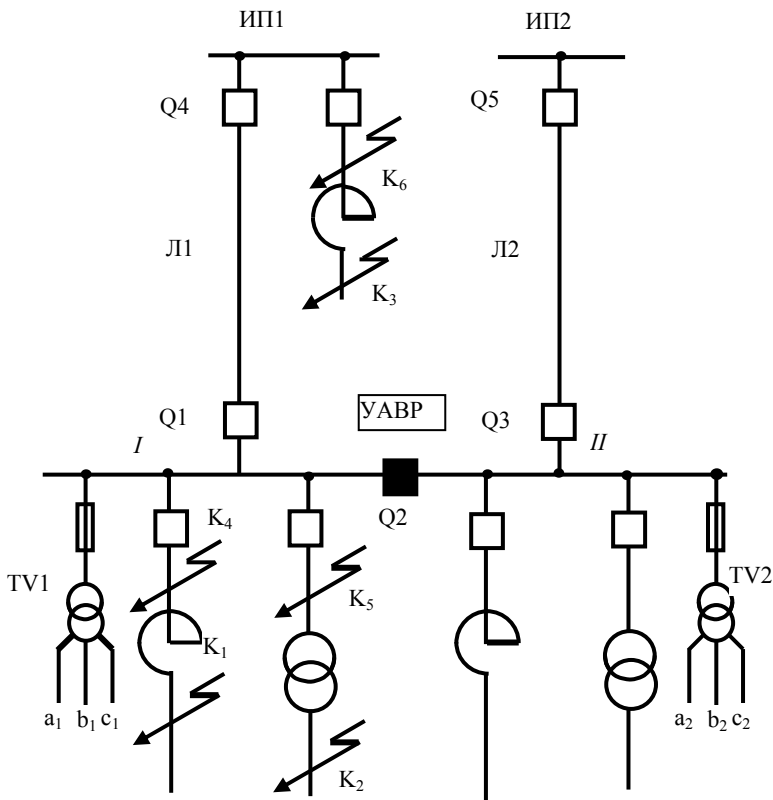


Рис. 2.2. Схема сети с устройством АВР на секционном выключателе

Но прежде чем включить выключатель Q2, устройство АВР должно отключить выключатель Q1 или Q3, если они остались включенными при исчезновении напряжения на соответствующей секции шин. Для этой цели в схему УАВР вводят пусковой орган. В качестве пусковых устройств АВР используются *пусковой орган минимального напряжения, реле времени, реле частоты*.

### 2.2.1. Пусковой орган минимального напряжения

Пусковой орган минимального напряжения (рис. 2.3) состоит:

– из двух реле минимального напряжения (KV1 и KV2), подключенных к вторичным цепям трансформатора напряжения TV1 и контролирующих напряжения на резервируемых шинах;



- реле максимального напряжения (KV3), подключенного к вторичным цепям трансформатора напряжения TV2 и контролирующего напряжение на резервном источнике питания;
- реле времени КТ, создающего выдержку времени действия АВР.

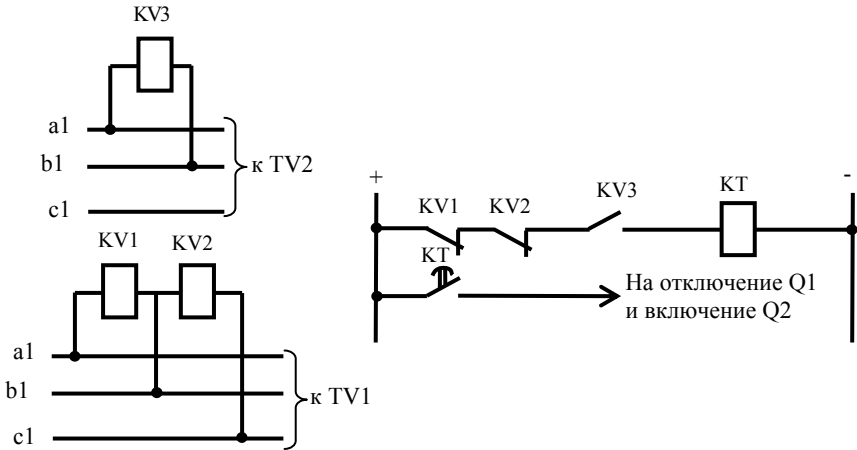


Рис. 2.3. Пусковой орган минимального напряжения

Реле KV1 и KV2 включаются на линейные напряжения разных фаз для предотвращения ложной работы пускового органа при неисправностях во вторичных цепях измерительного трансформатора напряжения TV1.

Пусковой орган минимального напряжения не должен срабатывать при понижениях напряжения на шинах, например секции I, до  $U_{\text{ост.к}}$ , вызванных короткими замыканиями в точках K<sub>1</sub>–K<sub>3</sub> (за элементами с сосредоточенными параметрами), см. рис. 2.2. Эти повреждения обычно отключаются защитой с выдержкой времени третьей ступени  $t_{\text{с.3}}^{\text{III}}$ . Характер изменения напряжения на шинах секции I и напряжение срабатывания показаны на рис. 2.4, б.

По этому условию напряжение срабатывания реле KV1 и KV2

$$U_{\text{с.кV1,кV2}} \leq \frac{U_{\text{ост.к}}}{k_V k_{\text{отс}}},$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,1-1,2$ .

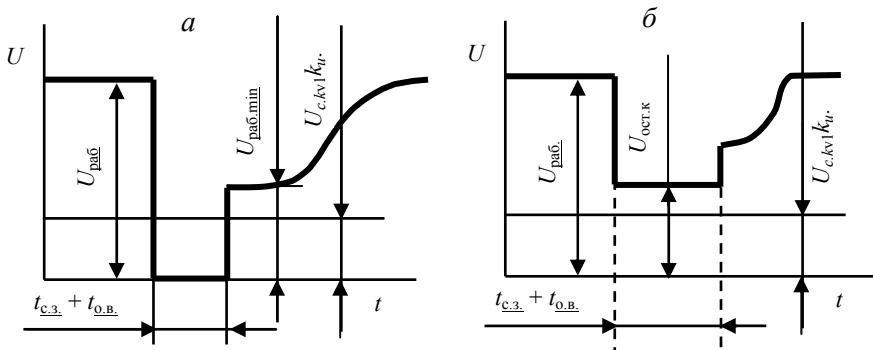


Рис. 2.4. Графики изменения напряжения на резервируемой секции шин при удаленных коротких замыканиях

При коротких замыканиях в точках  $K_4$ – $K_6$  устройство АВР тоже не должно срабатывать. В этих случаях напряжение на шинах секции I может снизиться практически до нуля (рис. 2.4, а) и минимальные реле напряжения срабатывают. Короткие замыкания в точках  $K_4$ – $K_6$  ликвидируются быстродействующими защитами с выдержкой времени  $t'_{с.з.}$ , а реле напряжения будет находиться в положении после срабатывания в течение времени  $t'_{с.з.} + t_{о.в.}$ . После включения поврежденного элемента напряжение на шинах секции I начинает восстанавливаться и осуществляется самозапуск электродвигателей. Для того чтобы исключить действие УАВР, в этом случае необходимо соответствующим образом выбрать выдержку времени  $t_{САВР1}$  и обеспечить возврат минимальных реле напряжения в исходное состояние при напряжениях, не больших значения  $U_{ост.сзп}$ . Это второе условие выбора напряжения срабатывания:

$$U_{ckV1,kV2} \leq \frac{U_{раб\ min}}{k_{отс} k_V k_B},$$

где  $k_B = 1,25$  – коэффициент возврата.

Принимается меньшее значение напряжения срабатывания. В расчетах часто принимают

$$U_{ckV1,kV2} = (0,25-0,4) (U_{ном} / k_V).$$

Оно обычно удовлетворяет обоим условиям. При этом выдержка времени  $t_{\text{АВР1}}$  должна быть больше времени  $t_{\text{с.з}}^1 + t_{\text{о.в}}$  (см. рис. 2.4, а).

Время срабатывания реле времени КТ выбирается в первом приближении из условия недействия АВР при КЗ в питаемой сети:

$$t_{\text{с.КТ}} = t_{\text{сАВР1}} = \max [t_{\text{с.з1max}}; t_{\text{с.з2max}}; \dots; t_{\text{с.знmax}}] + \Delta t,$$

где  $t_{\text{с.зmax}}$  – максимальное время срабатывания защит присоединений к резервируемым шинам.

В некоторых схемах УАВР пусковой орган (минимальное реле напряжения) и орган выдержки времени объединены в одном реле. Если на резервируемом элементе системы электроснабжения (например, на линии Л1) имеется устройство АПВ, то время  $t_{\text{сАВР1}}$  должно согласовываться с временем действия УАПВ  $t_{\text{сАПВ1}}$  так, чтобы устройство АВР действовало только после неуспешного действия устройства АПВ. Для этого время  $t_{\text{сАВР1}}$ , полученное выше, необходимо увеличить при однократном УАПВ на значение  $t_{\text{сАПВ1}}$ . Если в системе электроснабжения (см. рис. 2.4) наряду с рассматриваемым устройством АВР имеется УАВР, расположенное ближе к рабочему источнику питания, то его время действия  $t'_{\text{АВР1}}$  выбирается с учетом сказанного, а для рассматриваемого УАВР должно выполняться дополнительное условие

$$t_{\text{АВР1}} \geq t'_{\text{АВР1}} + t_{\text{зап}}.$$

Время  $t_{\text{зап}}$  в зависимости от типов выключателей и реле времени в схемах УАВР принимается 2–3 с.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган УАВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания, на шинах секции П. При минимальном рабочем напряжении  $U_{\text{раб min}}$  реле должно находиться в состоянии после срабатывания, разрешая действие пускового органа УАВР. Это обеспечивается выбором его напряжения срабатывания по условию

$$U_{\text{сKV3}} \leq \frac{U_{\text{раб min}}}{k_{\text{отс}} k_V k_B},$$

где  $k_{отс} = 1,5-1,7$  – коэффициент отстройки;

$k_{в} = 0,8$  – коэффициент возврата.

В расчетах обычно принимают

$$U_{сКПЗ} = (0,65-0,7) (U_{ном} / k_{в}).$$

### 2.2.2. Реле времени

В системах электроснабжения в качестве пусковых органов устройств АВР довольно часто используется реле времени типа ЭВ-235, подключаемое к вторичным цепям трансформатора напряжения через выпрямительное устройство ВУ-200, рис. 2.5.

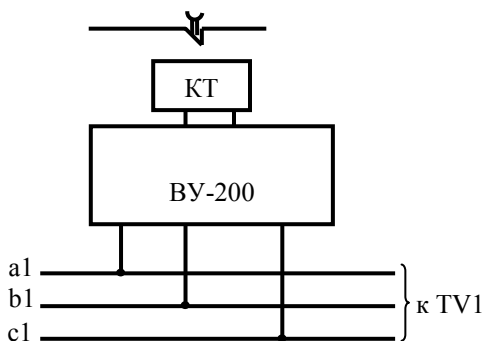


Рис. 2.5. Подключение реле времени к вторичным цепям трансформатора

При наличии напряжения на шинах подстанции обмотка реле КТ обтекается током, и контакт реле КТ разомкнут. При исчезновении напряжения на шинах подстанции обмотка реле КТ обесточивается и контакт реле КТ замыкается с выдержкой времени. При этом вырабатывается команда на отключение выключателя основного источника питания и включение выключателя резервного источника питания. Время срабатывания реле КТ выбирается аналогично времени срабатывания реле КТ, входящего в состав пускового органа минимального напряжения. Напряжение возврата реле КТ составляет  $(30-40\%)U_{ср}$  или, что соответствует напряжению срабатывания, реле минимального напряжения пускового органа. Питание выпрямительного устройства от трех фаз вторичных цепей трансформатора напряжения предотвращает ложную работу пускового органа при неисправностях во вторичных цепях трансформаторов напряжения. Контроль наличия напряже-

ния на источнике резервного питания реализуется за счет питания исполнительных цепей АВР от трансформатора напряжения, подключенного к резервному источнику питания.

### **2.2.3. Реле частоты**

Если к резервируемым шинам подключены синхронные электродвигатели и компенсаторы, то при отключении рабочего источника питания на шинах в течение некоторого времени поддерживается остаточное напряжение благодаря разряду электромагнитной энергии, запасенной этими электродвигателями и компенсаторами. Значение этого напряжения снижается постепенно, поэтому минимальное реле напряжения УАВР может действовать с замедлением, достигающим  $t_{c.p} = 1$  с и более. Такой перерыв в питании нежелателен, так как при включении резервного источника питания резко ухудшаются условия самозапуска электродвигателей и может возникнуть необходимость отключения части электродвигателей для успешного самозапуска электродвигателей ответственных механизмов. Избежать длительного перерыва в его питании можно, если вместо пускового органа минимального напряжения использовать реле понижения частоты. Это возможно, так как снижается не только значение, но и частота остаточного напряжения. Причем время снижения частоты до значения уставки срабатывания, равной 46–47 Гц, обычно не превышает 0,2–0,3 с, т. е. всегда значительно меньше, чем время снижения остаточного напряжения от первоначального значения до уставки срабатывания минимального реле напряжения.

Для предотвращения ложного срабатывания АВР при снижении частоты в энергосистеме пусковой орган с реле частоты дополняется реле направления мощности, которые разрешают действие АВР только в том случае, если мощность не протекает к шинам подстанции или мощность протекает из шин подстанций в питающую сеть. При протекании мощности из энергосистемы к шинам подстанции и снижении частоты действие пускового органа блокируется реле направления мощности.

## **2.3. Схемы устройств автоматического включения резерва**

Устройства АВР выполняются на переменном и постоянном (выпрямленном) оперативном токах. На переменном оперативном токе

устройства АВР выполняются для выключателей с пружинными и грузовыми приводами. На постоянном токе устройства АВР выполняются для выключателей электромагнитными приводами.

На рис. 2.6 показана подстанция, получающая питание от рабочего источника. Выключатель Q1 включен, а выключатель Q2 резервного источника отключен.

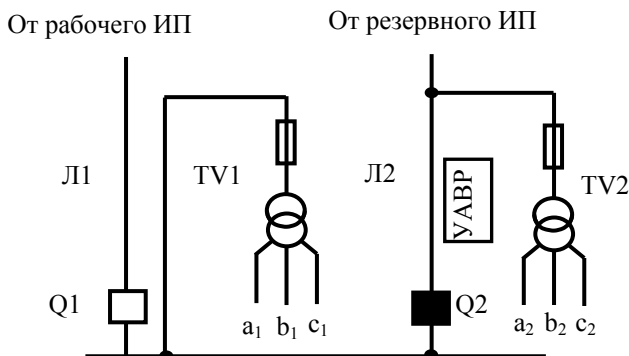


Рис. 2.6. Подстанция, получающая питание от рабочего источника

### ***2.3.1. Устройства АВР на переменном оперативном токе при выключателях с пружинными и грузовыми приводами***

Устройства АВР на переменном оперативном токе обычно применяются в установках с выключателями, оборудованными грузовыми или пружинными приводами, имеющими различные вспомогательные контакты, о назначении и условном обозначении которых рассказано выше.

Устройства АВР на переменном оперативном токе могут выполняться с применением реле прямого и косвенного действия.

На рис. 2.7 показано УАВР с применением реле прямого действия. В качестве пускового органа УАВР применено реле напряжения KVT прямого действия типа РНВ. Оно срабатывает при исчезновении напряжения на шинах подстанции и при этом отключает выключатель Q1 с заданной выдержкой времени. Вспомогательный контакт выключателя Q1.1 замыкает цепь электромагнита включения YAC2 выключателя Q2, который включается лишь при наличии напряжения от резервного источника (электромагнит подключается к TV2).

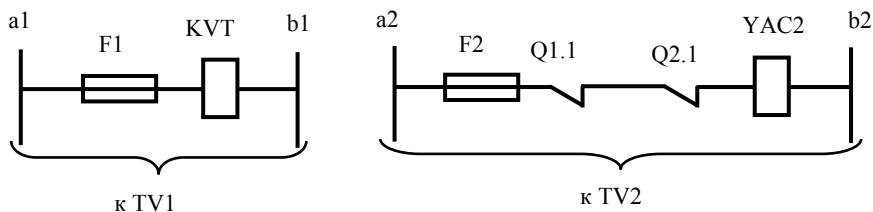


Рис. 2.7. УАВР с реле прямого действия

На рис. 2.8 показана схема УАВР на переменном оперативном токе для выключателей с пружинным приводом.

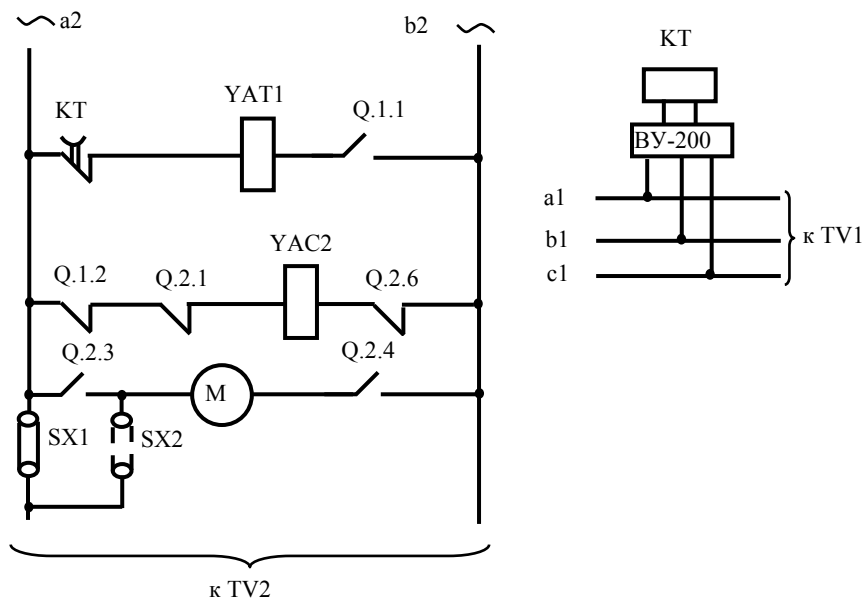


Рис. 2.8. УАВР на переменном оперативном токе для выключателей с пружинным приводом

В качестве пускового органа устройства АВР используют вторичное реле времени КТ косвенного действия ЭВ-235К, подключенное к трансформатору напряжения TV1 через выпрямительное устройство ВУ-200. Реле КТ срабатывает при исчезновении напряжения на шинах подстанции и с заданной выдержкой времени замыкает цепь

электромагнита отключения УАТ1 выключателя Q1. Отключение выключателя сопровождается размыканием его вспомогательного контакта Q1.1 и замыканием вспомогательного контакта Q1.2 в цепи электромагнита включения УАС2 выключателя Q2. Выключатель включается лишь при наличии напряжения на резервном источнике и готовности привода выключателя Q2 к действию (вспомогательный контакт Q2.6 замкнут). Вспомогательный контакт Q2.3 исключает многократность действия устройства АВР при включении выключателя Q2 на устойчивое короткое замыкание. Если выключатель отключается после включения устройством АВР, то пружина электродвигателем М не заводится, так как цепь питания электродвигателя М размыкается вспомогательным контактом Q2.3 при отключении выключателя Q2. Для подготовки привода к действию накладку SX1 снимают (выводят из действия АВР), а накладкой SX2 замыкают цепь электродвигателя, который, начиная работать, заводит пружину до тех пор, пока его цепь не разомкнется вспомогательным контактом Q2.4. После завода накладки возвращают в прежнее положение. Если на резервной линии отсутствует трансформатор напряжения TV2, то схему АВР можно выполнить с использованием предварительно заряженных конденсаторов.

### ***2.3.2. Устройства АВР на постоянном оперативном токе***

Устройства АВР на постоянном оперативном токе применяют в установках, имеющих выключатели с электромагнитными приводами. Электромагниты отключения и тем более электромагниты включения потребляют сравнительно большие мощности. Схемы релейной защиты и схемы автоматики выполняют на постоянном или выпрямленном оперативном токе с использованием блоков питания и мощных выпрямительных устройств.

На рис. 2.9 представлено УАВР на постоянном оперативном токе для выключателей с электромагнитным приводом. Пусковой орган УАВР содержит минимальные реле напряжения KV1, KV2 и максимальное реле напряжения KV3. Выдержку времени  $t_{\text{АВР1}}$  создает реле времени КТ. Однократность действия обеспечивается промежуточным реле KLT, имеющим при возврате выдержку времени  $t_{\text{АВР2}}$ . В нормальном режиме выключатель Q1 включен, а выключатель Q2 отключен.



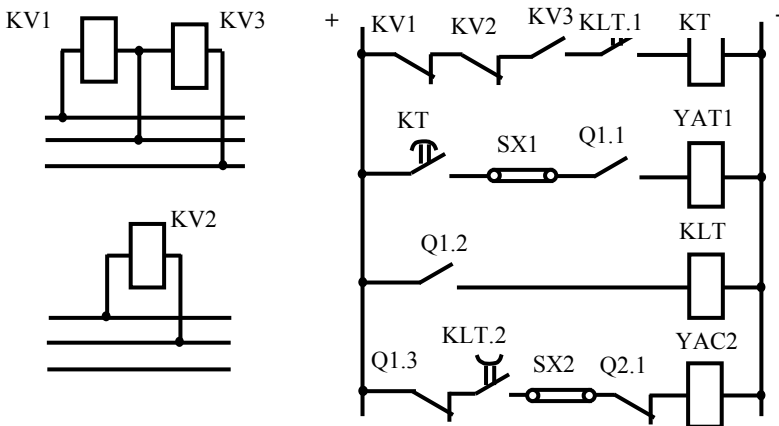


Рис. 2.9. УАВР на постоянном оперативном токе для выключателей с электромагнитным приводом

На шинах и на линии Л2 (см. рис. 2.6) имеется напряжение. Контакты минимальных реле напряжения KV1 и KV2 разомкнуты, а контакт максимального реле напряжения KV3 замкнут. Вспомогательные контакты Q1.1 и Q1.2 выключателя Q1 замкнуты, а вспомогательный контакт Q1.3 разомкнут. При этом реле KLT находится в возбужденном состоянии и его контакты KLT.1 и KLT.2 замкнуты. Вспомогательный контакт Q2.1 выключателя Q2 замкнут; цепь электромагнита включения YAC2 подготовлена.

Устройство АВР действует следующим образом. При исчезновении напряжения на шинах подстанции срабатывают реле KV1 и KV2, их контакты в цепи реле времени KT замыкаются. Если на линии Л2 имеется напряжение, то реле KV3 находится в состоянии после срабатывания и его контакт замкнут. Реле времени KT приходит в действие и по истечении времени  $t_{\text{АВР1}}$  замыкает контакт в цепи электромагнита отключения YAT1 выключателя Q1, выключатель Q1 отключается. При этом его вспомогательные контакты Q1.1 и Q1.2 размыкаются, а контакт Q1.3 в цепи электромагнита включения YAC2 замыкается, производя включение выключателя Q2. Если включение выключателя Q2 происходит на поврежденные шины, то защита выключателя (на схеме не показана) с ускорением после действия УАВР отключает его. Повторного включения не последует, так как к этому времени реле KLT размыкает свои контакты KLT.1 и KLT.2.

### 3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА

В ЭС постоянно обеспечивается баланс генерируемой и потребляемой активной мощности. При изменении потребляемой активной мощности изменяется количество пара, подаваемого в турбины, и скорость вращения генераторов (частота в ЭС) поддерживается на значениях, близких к номинальной частоте. При возникновении значительных дефицитов активной мощности весь горячий резерв на электростанциях может быть исчерпан, и тогда частота в ЭС начинает снижаться. При снижении частоты в ЭС уменьшается и потребляемая нагрузкой активная мощность, это приводит к тому, что баланс генерируемой и потребляемой активных мощностей может установиться при новом значении частоты в ЭС, отличном от значения номинальной частоты. Если частота снижается на 0,1–0,2 Гц, то такое снижение частоты не опасно и некоторое время (достаточно длительное) ЭС может работать устойчиво при новом установившемся значении частоты. Если частота снижается до 48–47,5 Гц, то это может привести к последствиям, вызывающим «лаvinу частоты» и «лаvinу напряжения». Под *лавиной частоты* понимается лавинообразный процесс снижения частоты в ЭС, приводящий к потере устойчивости ЭС и в конечном итоге – к развалу ЭС.

Лавина частоты возникает по следующим причинам. При снижении частоты в ЭС уменьшается производительность электродвигателей, в том числе и электродвигателей собственных нужд (СН) электрических станций. Снижение частоты электродвигателей СН станции, приводит к уменьшению активной мощности, генерируемой станцией, это в свою очередь вызывает увеличение дефицита активной мощности в ЭС и дальнейшее снижение частоты в ЭС. Процесс развивается лавинообразно.

Под *лавиной напряжения* понимается процесс лавинообразного снижения напряжения в узловых точках ЭС при снижении частоты. В условиях возможного дефицита реактивной мощности снижается частота (снижение скорости вращения ротора и машинного возбуждителя), уменьшается напряжение, вырабатываемое электромашинами возбуждателями, и, следовательно, снижаются ток возбуждения генераторов и напряжение на выводах генераторов. Это приводит к возникновению еще большего дефицита реактивной мощности, нерациональным перетокам реактивной мощности в ЭС, к уве-

личению потерь электрической мощности в сетях и дальнейшему снижению напряжения в узловых точках ЭС, что приводит к уменьшению передающей способности линии. Этот процесс также может развиваться лавинообразно.

Кроме возможного появления лавины частоты и напряжения длительная работа ЭС с частотой 48–47,5 Гц недопустима по следующим причинам:

- при сниженных частотах быстро изнашивается теплоэнергетическое оборудование электрических станций;

- резко снижается производительность электродвигателей потребителей, что в некоторых случаях приводит к нарушению производственных процессов и большим экономическим ущербам.

Поэтому при возникновении значительных дефицитов активной мощности в ЭС и аварийном снижении частоты до значений 48–47,5 Гц требуется немедленное устранение дефицита активной мощности. Устранение аварийного дефицита активной мощности может быть обеспечено только за счет быстрого отключения части нагрузки ЭС. Эту функцию выполняют автоматические устройства, реагирующие на снижение частоты в ЭС и называемые устройствами автоматической частотной разгрузки (УАЧР).

Принципиально УАЧР могут выполняться реагирующими не только на изменение абсолютного значения частоты, но и на скорость ее изменения.

### **3.1. Требования, предъявляемые к УАЧР**

Устройства АЧР должны:

- обеспечивать нормальную работу энергосистемы независимо от дефицита активной мощности и характера причин, вызывающих снижение частоты;

- не допускать даже кратковременного снижения частоты ниже  $f = 45$  Гц;

- продолжительность работы с частотой  $f < 47$  Гц не должна превышать 20 с, а с частотой  $f < 48,5$  Гц – 60 с;

- обеспечивать отключение потребителей в соответствии с возникшим дефицитом мощности и не допускать возникновения лавины частоты и напряжения; при этом последовательность отключе-

ний должна быть такая, чтобы в первую очередь отключались менее ответственные потребители;

– восстанавливать частоту до уровня, при котором энергосистема может длительно работать; дальнейший подъем частоты до номинальной возлагается на дежурный персонал энергосистемы;

– обеспечить подъем частоты до уровня, необходимого для их срабатывания, если восстановление нормального режима после действия УАЧР возлагается на устройства автоматики;

– действовать согласованно с устройствами АПВ и АВР;

– не действовать при кратковременных снижениях частоты.

### 3.2. Статические и частотные характеристики энергосистем и нагрузки

#### 3.2.1. Статическая частотная характеристика нагрузки

Под *статической частотной характеристикой нагрузки* понимается зависимость величины активной мощности, потребляемой нагрузкой, от установившегося значения частоты при постоянном напряжении. Эта зависимость имеет следующий вид:

$$P_{\text{н}} = P_0 + P_1 \left( \frac{f_y}{f_{\text{н}}} \right) + P_2 \left( \frac{f_y}{f_{\text{н}}} \right)^2 + P_3 \left( \frac{f_y}{f_{\text{н}}} \right)^3 + P_4 \left( \frac{f_y}{f_{\text{н}}} \right)^4, \quad (3.1)$$

где  $P_0$  – составляющая нагрузки ЭС, определяемая освещением, нагревательными устройствами и нагрузкой выпрямительных установок, не зависящая от частоты;

$P_1$  – составляющая нагрузки ЭС, затрачиваемая металлорежущими станками, мельницами, поршневыми насосами и компрессорами, линейно зависящая от частоты;

$P_2$  – составляющая нагрузки ЭС, определяемая в основном потерями в электрических сетях;

$P_3$  – составляющая нагрузки ЭС, определяемая нагрузкой центробежных насосов и вентиляторов с малым статическим напором;

$P_4$  – составляющая нагрузки ЭС, определяемая нагрузкой центробежных насосов и вентиляторов с большим статическим напором и собственными нуждами ТЭЦ;

$f_y$  – установившаяся частота;

$f_n$  – номинальная частота.

Как следует из выражения (3.1), при снижении частоты в ЭС уменьшается мощность, потребляемая нагрузкой ЭС, и снижается дефицит активной мощности. Это явление называют *регулирующим эффектом нагрузки* (РЭН). В общем случае РЭН имеет нелинейную зависимость от частоты.

Для оценки РЭН используется коэффициент регулирующего эффекта нагрузки  $K_n$ , равный отношению относительного изменения мощности нагрузки к относительному изменению частоты, т. е., по существу, производной выражения (3.1), характеризующей влияние разных видов нагрузки на интенсивность РЭН. При номинальном значении частоты

$$K_n = P_{1*} + 2P_{2*} + 3P_{3*} + 4P_{4*}.$$

Небольшая кривизна характеристики нагрузки в диапазоне частот 50–45 Гц позволяет ее спрямить в этом диапазоне без существенной погрешности и пользоваться постоянным значением  $K_n$  (рис. 3.1):

$$K_n = \frac{\Delta P}{\Delta f}. \quad (3.2)$$

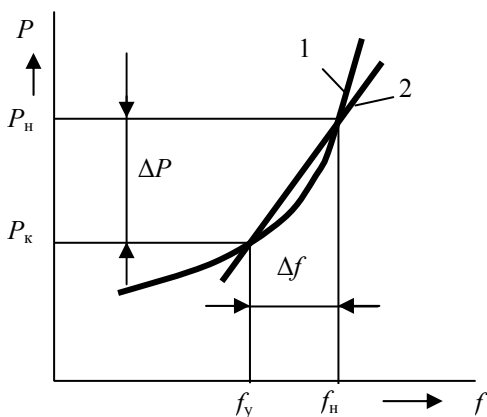


Рис. 3.1. Статическая частотная характеристика нагрузки:  
1 – истинная; 2 – спрямленная ( $K_n = \text{const}$ )

По опытным данным, в зависимости от состава нагрузки в ЭС наблюдаются значения  $K_n = 1,5-2,5$ . Регулирующий эффект нагрузки играет важную роль, облегчая регулирование частоты в нормальных режимах и уменьшая снижение частоты при дефицитах генерируемой мощности.

Преобразовав выражение (3.2), можно получить

$$\Delta f = \frac{\Delta P \%}{2K_n}, \text{ Гц.}$$

При известном значении коэффициента регулирующего эффекта нагрузки  $K_n$  можно определить величину мощности, которую необходимо отключить при снижении частоты в ЭС на  $\Delta f$ , Гц, для того, чтобы частота в ЭС восстановилась до значения номинальной частоты  $f_n$ :

$$\Delta P \% = 2K_n \Delta f.$$

### **3.2.2. Статическая частотная характеристика энергосистемы**

Статическая частотная характеристика энергосистемы показывает мощность генерирующих источников в зависимости от частоты при постоянном напряжении и постоянном впуске энергоносителя в турбины. Относительно устройств АЧР все генерирующие источники ЭС можно рассмотреть в виде одного эквивалентного источника, так как при частотах 49–48 Гц практически все регулирующие заслонки открыты полностью. В этом случае можно рассматривать частотную характеристику ЭС в виде частотной характеристики эквивалентного генератора с полностью открытой задвижкой. Эта зависимость имеет вид квадратичной параболы с максимумом при значении частоты 50 Гц. В диапазоне частот 50–45 Гц крутизна этой характеристики в сравнении с крутизной характеристики нагрузки незначительна, и в расчетах АЧР ею обычно пренебрегают и мощность генерирующей части  $P_r$  считают постоянной.

### 3.3. Реле частоты

Измерительным органом устройств АЧР является реле частоты, реагирующее на снижение частоты в ЭС. В настоящее время широкое применение получили статические реле частоты типа РЧ-1. Конструкция и принцип действия реле частоты РЧ-1 достаточно подробно рассматриваются в лабораторных работах.

### 3.4. Классификация устройств АЧР

Так как дефицит активной мощности при разных аварийных ситуациях может быть самым различным, то нагрузка, отключаемая УАЧР при снижении частоты, должна разбиваться на очереди. Это необходимо для того, чтобы избежать отключения лишних потребителей при малых дефицитах активной мощности. Отключаемая нагрузка и количество очередей должны быть такими, чтобы частота в энергосистеме восстанавливалась до своего номинального значения.

По назначению все устройства АЧР подразделяются на три основные категории:

- 1) устройства АЧР1;
- 2) устройства АЧР2;
- 3) дополнительная (местная) автоматическая разгрузка.

**Устройства АЧР1** предназначены для предотвращения лавинообразного снижения частоты в ЭС.

Устройство АЧР1 – быстродействующее, с единой для всех ее очередей выдержкой времени, не превышающей 0,1–0,3 с, и с разными уставками срабатывания по частоте от  $f_{c,p1} = 49\text{--}49,2$  Гц до  $f_{c,pn} = 46,5$  Гц.

Частота срабатывания последующей очереди  $f_{c,pn}$  меньше частоты срабатывания предыдущей очереди  $f_{c,p(n-1)}$  на ступень селективности по частоте  $\Delta f_c$ .

Минимально допустимая ступень селективности  $\Delta f_c = 0,1$  Гц. Таким образом, УАЧР1 может содержать более двадцати очередей. Так как уставки срабатывания очередей УАЧР1 различаются лишь на  $\Delta f_c = 0,1$  Гц, то возможна и допускается неселективная работа соседних очередей.

Мощность потребителей, подключаемых к устройствам АЧР1:

$$\Delta P_{*АЧР1} = \Delta P_{*д} - \Delta P_{*гр} + 0,05,$$

где  $\Delta P_{*д}$  – дефицит генерируемой мощности;

$P_{*гр}$  – резерв активной мощности на тепловых электростанциях, находящихся в работе.

Все величины указаны в относительных единицах, причем за базисную мощность принята потребляемая мощность энергосистемы (района) в исходном режиме до возникновения дефицита мощности. Назначение УАЧР1 – сдерживать снижение частоты в первое время развития аварии, не допускать даже кратковременного ее опускания ниже 45 Гц.

**Устройства АЧР2** предназначены для восстановления частоты в ЭС до значений, близких к номинальному значению, если в случае действия АЧР1 баланс потребляемой и генерируемой активной мощности наступил при частоте, меньшей номинального значения.

Устройство АЧР2 также состоит из очередей, однако с одинаковой уставкой по частоте  $f_{АЧР2} = 49$  Гц (иногда несколько выше, но не более 49,2 Гц) они отличаются друг от друга выдержками времени. Минимальная уставка по времени принимается  $t_{с.р1} = 5-10$  с, а максимальная  $t_{с.рл} = 60-90$  с. Интервал времени между срабатыванием соседних очередей принимается  $\Delta t_c = 3$  с.

Если при действии УАЧР1 частоту восстановить не удастся и она устанавливается (зависает) на недопустимо низком уровне (48 Гц и ниже), то начинают срабатывать очереди УАЧР2 и с соответствующими выдержками времени отключают дополнительно нагрузку. Суммарная нагрузка, отключаемая УАЧР2, в относительных единицах

$$\Delta P_{*АЧР2} = 0,4\Delta P_{*АЧР1}.$$

Мощности нагрузки, отключаемые УАЧР1 и УАЧР2, распределяются равномерно по очередям так, чтобы более ответственные потребители были подключены к очередям УАЧР1 с более низкими уставками по частоте и к очередям УАЧР2 с более высокими уставками по времени. Достичь строго равномерного распределения мощ-



ности по очередям на практике не удастся. Имеются рекомендации по совмещению действия устройств АЧР1 и АЧР2, при котором одна и та же нагрузка подключается к очередям того и другого устройства. При этом, в частности, уменьшается суммарная мощность нагрузки, подлежащей отключению.

Изменение частоты при аварийной ситуации и действие АЧР1, АЧР2 можно показать на временном графике, рис. 3.2.

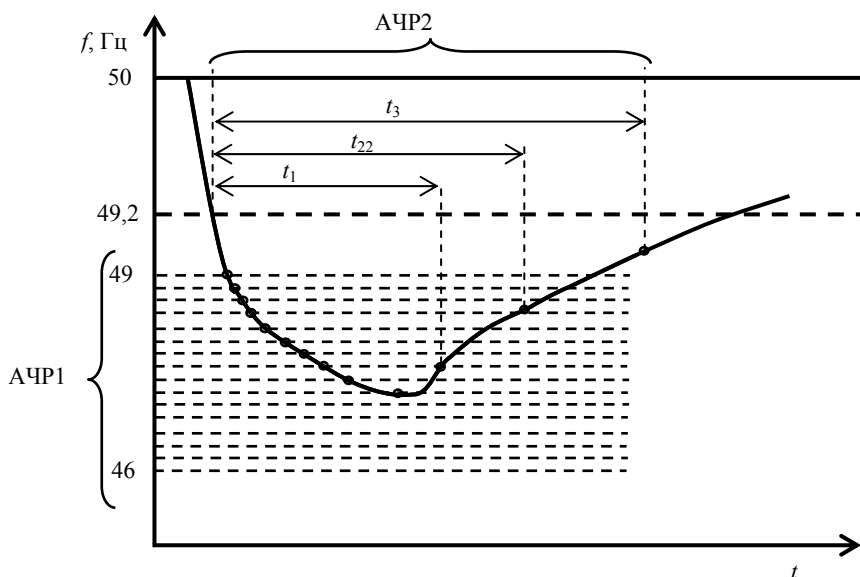


Рис. 3.2. Характер изменения частоты при действиях очередей АЧР1 и АЧР2

Необходимо отметить, что при быстром снижении частоты в ЭС могут одновременно срабатывать несколько ступеней устройств АЧР1. К первой ступени устройств АЧР1 и АЧР2 подключают наименее ответственную нагрузку в ЭС.

**Местные устройства АЧР** предназначены для сохранения питания наиболее ответственных потребителей дефицитных районов ЭС в случае их отделения от ЭС и выполняются в виде устройств АЧР1 и АЧР2, отключающих нагрузку только этих районов ЭС.

### 3.5. Принципы выполнения устройств АЧР и частотного АПВ

После восстановления частоты в ЭС повторное включение потребителей должно производиться, как правило, автоматически. Для этой цели используются устройства АПВ, дополненные реле повышения частоты. Они получили название *устройств частотно-го АПВ (УЧАПВ)*. Действие УЧАПВ разрешается при восстановлении частоты, что фиксируется замыканием (или размыканием) контактов реле частоты. Уставка реле принимается  $f_{c.p} = 49,5\text{--}50$  Гц. Минимальная выдержка времени на включение первой очереди потребителей устанавливается  $t_{АПВ} = 10\text{--}20$  с, а степень селективности  $\Delta t_c = 5$  с.

Имеются различные схемы устройств АЧР и ЧАПВ. Простейшие из них позволяют выполнить одну очередь УАЧР1 или одну очередь УАЧР2 с последующим ЧАПВ. В сложных схемах осуществляется автоматическое переключение уставок реле частоты и тем самым с помощью одного реле выполняется несколько очередей АЧР, создается совмещенная очередь, когда отключение одних и тех же присоединений производят и УАЧР1 и УАЧР2 с последующим ЧАПВ.

#### 3.5.1. Схема устройств ЧАПВ и АЧР на выпрямленном переменном токе

На рис. 3.3 показана возможная схема одной ступени устройства АЧР1-АЧР2, выполненная на постоянном (выпрямленном) оперативном токе. Режим работы определяется положением накладки SX. При положении SX1 реализуется ступень АЧР1. Реле частоты KF срабатывает при снижении частоты до уставки и своим контактом KF вызывает срабатывание промежуточного реле KL. При срабатывании реле KL контактами KL.1 и KL.2 соответственно отключается нагрузка (выполняется АЧР) и производится запрет действия АПВ. При положении накладки SX2 реализуется ступень АЧР2. В этом случае срабатывание реле KF замыкает цепь реле времени КТ, которое с заданной выдержкой времени подает сигнал на срабатывание промежуточного реле KL. При срабатывании промежуточного реле KL выполняется отключение нагрузки и запрет АПВ.

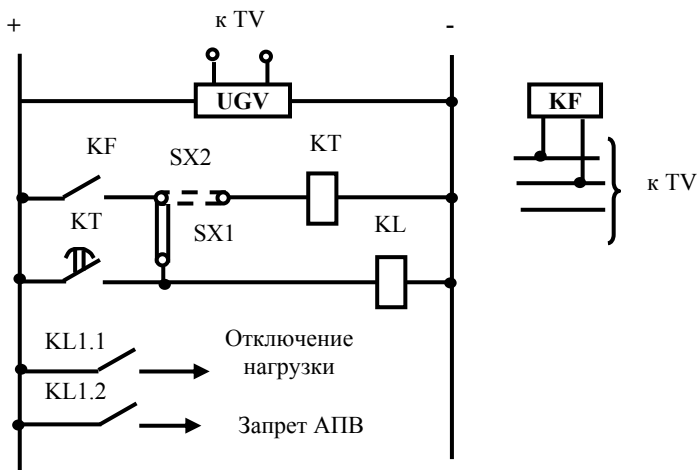


Рис. 3.3. Схема АЧР1 (АЧР2)

На рис. 3.4 показана схема одной очереди УАЧР с устройством ЧАПВ. В этой схеме реле частоты КФ выполняет функцию пускового органа как для АЧР, так и для ЧАПВ. При снижении частоты в ЭС до значения частоты срабатывания ступени АЧР реле КФ замыкает свой контакт, что в зависимости от положения накладки SX приводит или непосредственно к срабатыванию промежуточного реле КЛ1 (реализуется действие ступени АЧР1), или к срабатыванию реле КЛ1 через некоторый промежуток времени (замыкание контакта КФ вызывает срабатывание реле КТ1, которое с выдержкой времени включает реле КЛ1, реализуя действие ступени АЧР2). При срабатывании реле КЛ1:

- замыканием контактов КЛ1.3 и КЛ1.4 отключает нагрузку и выполняет запрет действия АПВ (выполняется АЧР);
- замыканием контакта КЛ1.5 изменяет частоту срабатывания реле частоты КФ на значение частоты срабатывания частотного АПВ;
- замыканием контакта КЛ1.1 включает реле КЛ3, которое контактом КЛ3.1 становится на самоудержание и контактом КЛ3.2 подготавливает цепь питания обмотки реле времени КТ2;
- размыканием контакта КЛ1.2 разрывает цепь питания обмотки реле времени КТ2.

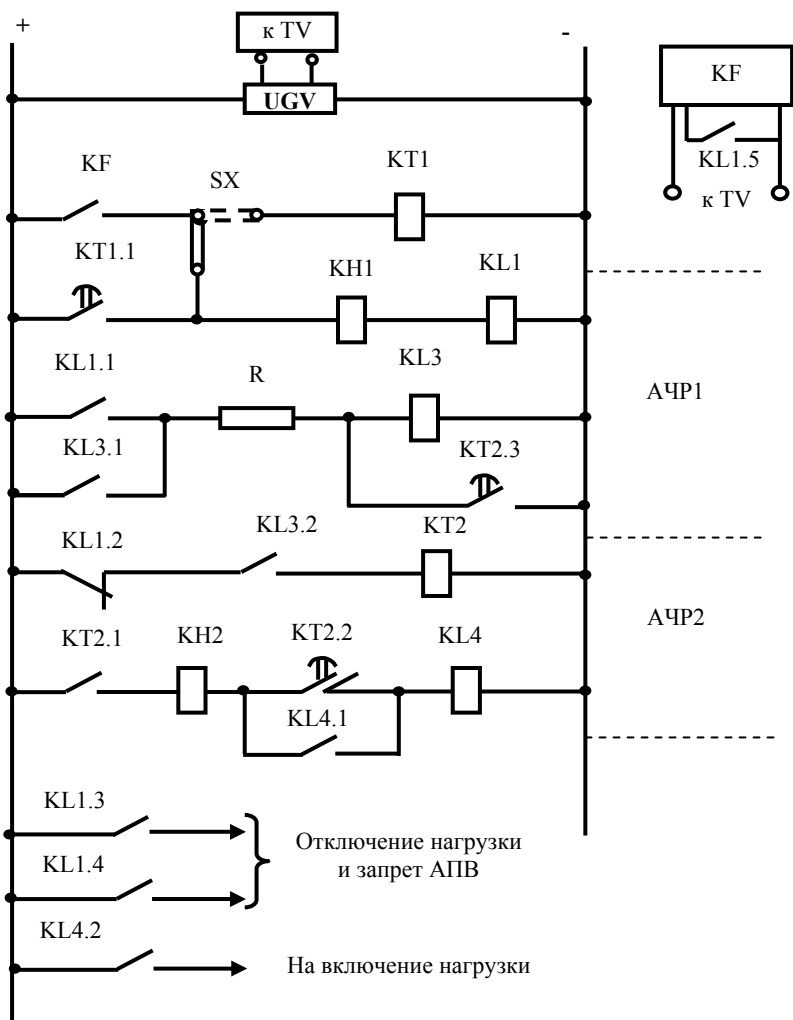


Рис. 3.4. Схема устройства АЧР-ЧАПВ на постоянном (выпрямленном) оперативном токе

В таком положении схема находится до тех пор, пока частота в ЭС не восстановится до частоты срабатывания ЧАПВ. При восстановлении частоты контакт реле частоты KF размыкается и обмотка промежуточного реле KL1 обесточивается. При обесточива-

нии обмотки реле KL1 все его контакты устанавливаются в то положение, в котором они показаны на схеме. Замыкание контакта KL1.2 приводит к созданию цепи питания обмотки реле времени KT2, и реле KT2 срабатывает. При этом без выдержки времени замыкается контакт KT2.1 и с некоторой выдержкой времени – импульсный контакт KT2.2. Это вызывает срабатывание промежуточного реле KL4. При срабатывании реле KL4 замыканием контакта KL4.1 становится на самоудержание до тех пор, пока будет включено реле KT2, и замыканием контакта KL4.2 включает отключенную ранее нагрузку, реализуя ЧАПВ. После включения нагрузки упорный контакт реле времени KT2.3 замыкается и шунтирует обмотку промежуточного реле KL3. Реле KL3 отключается, и схема возвращается в исходное состояние.

### ***3.5.2. Схема устройств ЧАПВ и АЧР на переменном оперативном токе для выключателей с пружинными и грузовыми приводами***

Устройства АЧР и ЧАПВ на переменном оперативном токе применяются в сетях напряжением 6–10 кВ на присоединениях с выключателями с пружинными и грузовыми приводами. Простейшая схема устройства АЧР-ЧАПВ одной очереди с переключением реле частоты на уставку ЧАПВ показана на рис. 3.5. Для ее выполнения принята схема УАПВ с выдержкой времени.

Схема работает следующим образом. При снижении частоты до уставки срабатывания реле частоты KF контактом KF замыкает цепь реле времени KT1, которое приходит в действие и мгновенным замыкающим контактом KT1.2 изменяет уставку реле частоты на частоту срабатывания ЧАПВ, а мгновенным размыкающим контактом KT1.1 вводит в цепь обмотки реле KT1 резистор R, обеспечивая термическую стойкость обмотки. По истечении заданной выдержки времени замыкается контакт KT1.3 реле времени и срабатывает реле KL. Его контакт KL.1 в цепи электромагнита отключения YAT замыкается, а контакт KL.2 в цепи пуска реле времени KT2 размыкается. При этом выключатель отключается и устройство АПВ оказывается выведенным из действия. В таком состоянии схема находится до тех пор, пока частота не восстанавливается до измененной уставки возврата реле частоты KF.

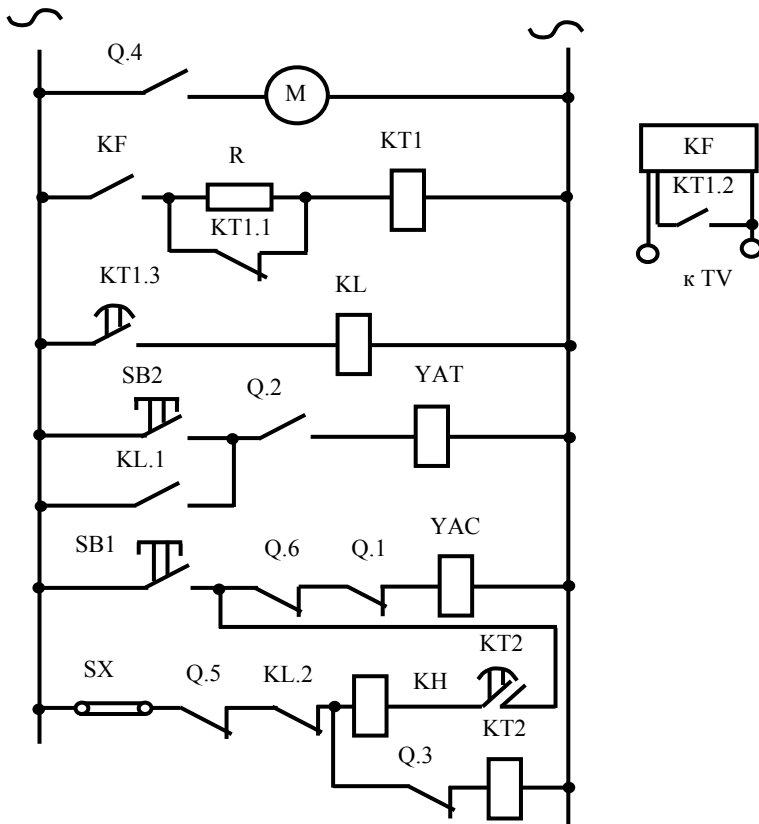


Рис. 3.5. Схема устройства АСР-ЧАПВ на переменном оперативном токе

Возврат реле частоты приводит к возврату промежуточного реле KL и замыканию его контакта KL.2. При этом реле времени KT2 по истечении выдержки времени  $t_{\text{ЧАПВ}}$  замыкает контакт KT2 в цепи электромагнита включения YAC, выключатель включается.

## 4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

### 4.1. Общие сведения

Для успешного включения генератора в сеть необходимо, чтобы толчок уравнительного тока в момент включения не превышал допустимого значения, а ротор включаемого генератора втянулся в синхронизм без длительных качаний. Для выполнения этих условий необходимо предварительно так отрегулировать частоту вращения генератора, чтобы она стала близкой к синхронной, и напряжение на его выводах (если генератор возбужден) сделать равным или близким напряжению энергосистемы, выбрать момент подачи команды на включение выключателя генератора. Этот процесс уравнивания частоты вращения и напряжения и выбора момента включения генератора в сеть называется *синхронизацией*. В эксплуатации применяются два основных способа включения генераторов на параллельную работу с энергосистемой:

- 1) точная синхронизация;
- 2) самосинхронизация.

При включении способом **точной синхронизации** генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и возбуждается. Затем вручную или с помощью автоматики уравниваются частоты и напряжения синхронизируемого генератора и сети. После этого подается команда на включение генератора в сеть. Для того чтобы толчок уравнительного тока в момент включения не превышал допустимого значения, а качания ротора генератора быстро затухли, необходимо достаточно точно уравнивать частоты и напряжения генератора и сети и выбрать соответствующий момент для включения выключателя.

При **самосинхронизации** генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и включается в сеть невозбужденным. Ток возбуждения подается в обмотку ротора сразу же после включения выключателя генератора. Затем происходит нарастание тока ротора и ЭДС генератора и генератор втягивается в синхронизм.

## 4.2. Точная синхронизация. Условия точной синхронизации

Рассмотрим условия точной синхронизации, которая может применяться для включения в сеть генераторов всех типов и мощностей при любой схеме коммутации. На рис. 4.1 приведена схема замещения для расчета толчка тока при включении генератора в сеть. Стрелками обозначены принятые (положительные) направления ЭДС генератора Г и напряжения энергосистемы С. Обходя контур (рис. 4.1, б), согласно второму закону Кирхгофа можно записать

$$E'_r - U_c = I_{yp} \cdot j(X_c + X''_d).$$

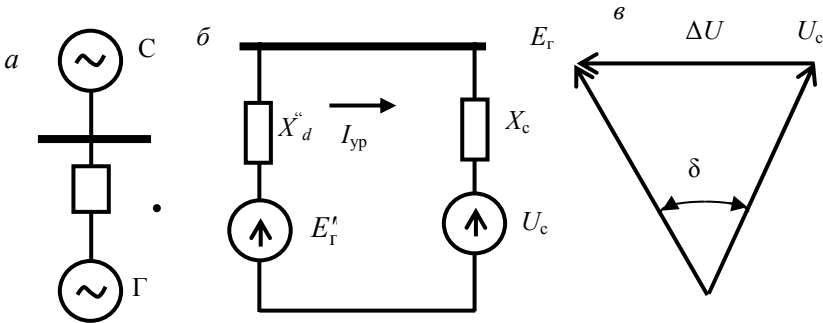


Рис. 4.1. Схема, поясняющая расчет процесса синхронизации генераторов:  
а – схема электрических соединений; б – расчетная схема замещения;  
в – диаграмма напряжений

Из этого выражения можно определить толчок уравнивающего тока в момент включения:

$$I_{yp} = \frac{E'_r - U_c}{j(X_c + X''_d)} = \frac{\Delta U}{j(X_c + X''_d)},$$

где  $I_{yp}$  – периодическая составляющая тока в момент включения;  
 $\Delta U$  – разность синхронизируемых напряжений (ЭДС) в момент включения.



Соответственно амплитудное значение уравнительного тока в момент включения

$$i_y = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,8 \Delta U}{X_c + X_d''}.$$

Если ЭДС генератора и напряжение энергосистемы равны по абсолютному значению и в момент включения сдвинуты на угол  $\delta$ , уравнительный ток будет

$$I_{yp} = \frac{2U \sin \frac{\delta}{2}}{X_c + X_d''}.$$

В общем случае, когда ЭДС генератора и напряжение энергосистемы не равны по абсолютному значению, выражение для определения уравнительного тока примет следующий вид:

$$I_{yp} = \frac{\sqrt{E_\Gamma^2 + U_c^2 - 2E_\Gamma U_c \cos \delta}}{X_c + X_d''}.$$

Как следует из выражений, приведенных выше, уравнительный ток в момент включения будет тем больше, чем больше разность синхронизируемых напряжений и угол между ними. Поскольку в реальных условиях при синхронизации всегда имеется некоторая разница частот синхронизируемого генератора  $f_\Gamma$  и энергосистемы  $f_c$ , то угол между напряжениями  $\delta$  и разность напряжений  $\Delta U$  все время изменяются. При этом разность мгновенных значений синхронизируемых напряжений

$$\Delta u = e_\Gamma - u_c = E_{\Gamma \max} \cdot \sin \omega_\Gamma t - U_{c \max} \sin \omega_c t,$$

где  $\omega_\Gamma$  и  $\omega_c$  – угловые скорости вращения ЭДС генератора и энергосистемы соответственно:  $\omega_\Gamma = 2\pi f_\Gamma$  и  $\omega_c = 2\pi f_c$ . При условии  $E_\Gamma = U_c = U$

$$\Delta u = U(\sin \omega_\Gamma t - \sin \omega_c t) = 2U \sin \frac{\omega_\Gamma - \omega_c}{2} t \cos \frac{\omega_\Gamma + \omega_c}{2} t.$$

В дальнейшем нас будет интересовать огибающая амплитудных значений напряжения биения. Математическое выражение огибающей имеет следующий вид:

$$U_s = 2U \sin \frac{\omega_r - \omega_c}{2} t = 2U \sin \frac{\omega_s}{2} t,$$

где  $U_s$  – текущее значение огибающей напряжения биения в каждый момент времени;

$\omega_r - \omega_c = \omega_s$  – разность угловых скоростей синхронизируемых напряжений, или угловая скорость скольжения.

Огибающая напряжения биения изменяется от нуля до максимального значения, равного двойной амплитуде  $2U$ , и вновь уменьшается до нуля. Время полного цикла изменения напряжения биения от нуля через максимум до нуля или между двумя максимальными значениями называется **периодом биения**:

$$T_s = \frac{2\pi}{\omega_s} = \frac{1}{f_s},$$

где  $\omega_s$  измеряется в радианах в секунду (рад/с);

$f_s$  – в герцах (Гц);

$T_s$  – в секундах (с).

Чем больше разность частот, тем меньше период биения.

Для того чтобы при синхронизации не было толчка уравнительного тока, контакты выключателя синхронизируемого генератора должны замыкаться в момент, когда огибающая напряжения биения  $U_s$  будет равна нулю. Этот момент называется *моментом оптимума*.

Выключатель имеет собственное время включения, поэтому команда на включение должна быть подана несколько раньше, чем будет достигнут оптимум, с опережением, равным времени включения выключателя. Время от момента подачи команды на включение до момента оптимума, когда синхронизируемые напряжения совпадают по углу, называется *временем опережения*  $t_{оп}$ . Соответственно угол  $\delta_{оп}$ , при котором подается команда на включение выключателя синхронизируемого генератора, называется *углом опережения*.

Если выбрать момент подачи команды на включение выключателя так, чтобы время опережения точно равнялось времени включения выключателя, контакты выключателя будут замыкаться в момент оптимума и синхронизация будет происходить без толчка уравнительного тока. Таким образом, для того чтобы включение генератора в сеть не сопровождалось большим толчком уравнительного тока, должны быть соблюдены два следующих условия точной синхронизации:

1) равенство синхронизируемых напряжений:  $U_r = U_c$ ;

2) совпадение фаз синхронизируемых напряжений  $\varphi_r = \varphi_c$ .

Третьим условием, которое должно быть выполнено при точной синхронизации, является близкое совпадение частот синхронизируемых напряжений:  $f_r \approx f_c$ .

Необходимость соблюдения этого последнего требования определяется реальными условиями синхронизации, в процессе которой включение выключателя может происходить не точно в момент оптимума, а раньше или позже оптимума на величину ошибки  $\Delta t_{\text{ош}}$ .

Возникновение ошибки  $\Delta t_{\text{ош}}$  объясняется тем, что действительное время опережения  $t_{\text{оп.д}}$  может отличаться от расчетного из-за погрешности устройства синхронизации.

Угол ошибки  $\delta_{\text{ош}}$ , при котором будет происходить включение выключателя:

$$\delta_{\text{ош}} = \omega_s \Delta t_{\text{ош}}.$$

Из этого выражения следует, что чем больше угловая скорость скольжения, тем больше может быть угол ошибки  $\delta_{\text{ош}}$ , а следовательно, больше и толчок уравнительного тока. Для того чтобы толчок уравнительного тока при определенном значении  $\Delta t_{\text{ош}}$ , известном для данного типа выключателя и устройства синхронизации, не превышал допустимого значения, должно выполняться третье условие точной синхронизации:  $\omega_s \approx 0$  или  $f_r \approx f_c$ .

На практике условия точной синхронизации выполняются не абсолютно точно, а допускаются некоторые отклонения, при которых обеспечивается успешная синхронизация. Частота скольжения  $f_s$  допускается примерно 0,05–0,2 Гц, что соответствует периоду биения  $T_s = 20\text{--}5$  с. Разность напряжений синхронизируемого генератора и сети допускается около 5–10 %. Значение допустимого угла ошиб-

ки  $\delta_{\text{ош}}$  определяется в зависимости от параметров сети и синхронизируемого генератора. Допустимым можно считать включение, при котором периодическая составляющая уравнивающего тока в момент включения не превосходит номинального тока генератора.

### 4.3. Условия самосинхронизации

Согласно нормативным документам способ самосинхронизации разрешается применять в *аварийных условиях* на турбогенераторах мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторах мощностью до 500 МВт включительно. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному не превышает 3,0.

*При отсутствии аварийной ситуации* разрешается включение способом самосинхронизации (в зависимости от условий работы электростанции и состояния агрегата) турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток, работающих по схеме «генератор–трансформатор»; гидрогенераторов с косвенным охлаждением обмоток, а также синхронных компенсаторов с разгонными электродвигателями.

В первый момент после включения генератора в сеть способом самосинхронизации периодическая составляющая тока, определяемая сверхпереходным сопротивлением  $X_d''$ , будет несколько больше значения, подсчитанного по выражению

$$I_{\text{ур}}'' = \frac{U_c}{X_d'' + X_c},$$

где  $X_d'$  – переходное сопротивление генератора;

$X_c$  – наименьшее результирующее сопротивление энергосистемы, приведенное к напряжению на выводах генератора.

Спустя несколько десятых долей секунды ток снизится до значения, определяемого переходным сопротивлением  $X_d'$ . Следует также иметь в виду, что включение генератора в сеть способом самосинхронизации сопровождается значительным снижением напряжения на выводах генератора, что может вызвать нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к шинам генераторного

напряжения. Значение остаточного напряжения может быть определено по следующему выражению:

$$U_{\Gamma} = I_{\text{ур}} \frac{X'_d}{X'_d + X_c}.$$

Для того чтобы исключить влияние снижения напряжения на собственные нужды включаемых блоков и генераторов, необходимо при самосинхронизации питать шины распределительных устройств от пускорезервных трансформаторов. Переводить питание собственных нужд на основные источники питания допустимо только после полной ресинхронизации включаемого генератора. При включении турбогенератора в сеть должны быть выполнены следующие условия:

– генератор не возбужден, АГП отключен. Остаточное напряжение на выводах генератора должно быть меньше или равно  $0,3 U_{\text{ном}}$  генератора. Величина остаточного напряжения не должна превышать указанных величин, так как при больших остаточных напряжениях включение генератора в сеть вызовет возникновение больших уравнивающих токов (аналогично несинхронному включению в сеть возбужденного генератора);

– скольжение генератора не должно превышать допустимого значения;

– ускорение машины в момент включения не должно превосходить допустимого значения ( $0,5 \text{ Гц/с}$  – для гидрогенераторов без успокоительных обмоток и  $2\text{--}5 \text{ Гц/с}$  – для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными обмотками).

Если скольжение генератора и его ускорение больше допустимых значений в момент включения генератора в сеть, то процесс самосинхронизации будет более продолжителен и сопровождаться качаниями в энергосистеме с большими амплитудами качаний токов напряжений и активной мощности. Поскольку генератор, включаемый в сеть методом самосинхронизации, не возбужден, момент его включения в сеть относительно фазы напряжения системы не имеет значения.

#### **4.4. Сравнение способов синхронизации**

Основными достоинствами способа самосинхронизации являются ускорение процесса синхронизации и его сравнительная простота,

вследствие чего он легко может быть автоматизирован. Преимущества самосинхронизации особенно важны в аварийных условиях при значительных колебаниях частоты и напряжения в энергосистеме. Недостатком способа самосинхронизации следует считать сравнительно большие толчки тока в момент включения, вследствие чего подгорают контакты выключателей и обмотки генераторов и трансформаторов подвергаются дополнительным динамическим усилиям.

Достоинство точной синхронизации состоит в том, что включение генератора, как правило, не сопровождается большими толчками тока и длительными качаниями. Вместе с тем жесткие требования, предъявляемые условиями точной синхронизации, делают ее более сложной и длительной операцией. Особенно это относится к аварийным условиям, когда вследствие резких колебаний частоты и напряжения точное уравнивание частот и напряжений синхронизируемого генератора и сети становится практически невозможным.

#### **4.5. Устройство для автоматизации процесса синхронизации**

**Общие положения.** Синхронизация генераторов – весьма ответственная операция, требующая от дежурного персонала определенных знаний и опыта работы. Автоматизация этой операции облегчает условия труда оперативного персонала и позволяет ускорить включение генератора в сеть, что особенно важно в аварийных условиях. Различают *ручную, автоматическую и полуавтоматическую* синхронизацию. В соответствии с этим устройства автоматики подразделяются на автоматические и полуавтоматические.

При *автоматической синхронизации* весь процесс включения генератора в сеть выполняется автоматически, без вмешательства дежурного персонала. Автоматический точный синхронизатор осуществляет регулирование частоты вращения и напряжения синхронизируемого генератора, контролирует допустимость включения разности частот и напряжений, дает импульс на включение в момент, когда выполняются условия точной синхронизации.

При *полуавтоматической синхронизации* устройства автоматики играют вспомогательную роль, помогая дежурному персоналу синхронизировать генератор. Так, например, устройство полуавтоматической самосинхронизации контролирует разность частот и дает

импульс на включение, когда она станет допустимой для включения. Регулирование частоты вращения синхронизируемого генератора при этом возлагается на дежурный персонал. В ряде случаев устройства полуавтоматической точной синхронизации используются в качестве блокировок, разрешающих включение генератора вручную при допустимых для синхронизации условиях.

#### 4.5.1. Полуавтоматический синхронизатор с постоянным углом опережения

В эксплуатации применяются синхронизаторы двух типов: с постоянным углом опережения и с постоянным временем опережения. Одна из схем полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения приведена на рис. 4.2.

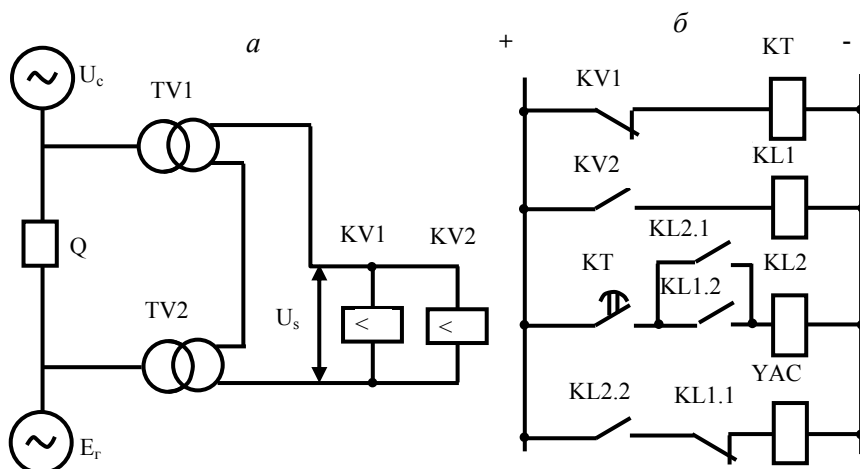


Рис. 4.2. Схема полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения

Рассматриваемый синхронизатор состоит из двух узлов – *контроля угла опережения* и *контроля скольжения* – и является полуавтоматическим устройством, так как осуществляет только часть операций, выполнение которых необходимо при точной синхронизации, а именно: *проверяет допустимость разности частот (скольжения) и в определенный момент подает импульс на включение выключате-*

ля синхронизируемого генератора. Другие операции – регулирование частоты вращения и напряжения синхронизируемого генератора, а также контроль разности напряжений – осуществляет дежурный персонал. Узел опережения синхронизатора дает разрешение на включение генератора всегда при одном и том же угле опережения, каково бы ни было скольжение синхронизируемого генератора. Включение выключателя происходит, если скольжение не превышает заранее заданного допустимого значения, что проверяется с помощью узла контроля скольжения. Рассмотрим, как работает полуавтоматический синхронизатор, схема которого состоит из двух реле напряжения, реле времени и двух промежуточных реле.

К реле напряжения KV1 и KV2 подведено напряжение биения, т. е. разность синхронизируемых напряжений. Для этого одна из фаз обоих трансформаторов напряжения объединена (обычно заземленная), а от другой фазы напряжение подано на зажимы реле напряжения. Определение угла опережения, при котором должна быть подана команда на включение выключателя синхронизируемого генератора, осуществляет реле напряжения KV2. Когда напряжение на реле KV2 превышает напряжение срабатывания, якорь реле подтянут и контакт замкнут. Промежуточное реле KL1 при этом обтекает током и контакт KL1.1 в цепи включения выключателя разомкнут. В каждый период при любом скольжении реле KV2 возвращается, когда напряжение биения снижается до уставки его срабатывания (точка б на рис. 4.3) и размыкает свой контакт. Реле KL1, отпадая, замыкает контакт KL1.1 в цепи включения выключателя. Поскольку напряжение биения в каждый момент зависит от угла между векторами синхронизируемых напряжений, реле KV2 в каждом периоде срабатывает при одном и том же постоянном угле опережения:

$$\delta_{оп} = 2 \arcsin \frac{U_{KV2}}{2U}.$$

Контроль  $\omega_s$  производится по скорости изменения напряжения скольжения и осуществляется взаимодействием минимальных реле напряжения KV1, KV2 и реле времени КТ, возбуждаемого через контакт KV1.

При снижении напряжения скольжения  $U_s$  до величины напряжения срабатывания реле KV1 (точка а на рис. 4.3) последнее своим



контактом KV1 пускает реле времени КТ. Далее происходит сравнение интервала времени  $t_{a\delta}$  с выдержкой времени реле времени КТ.

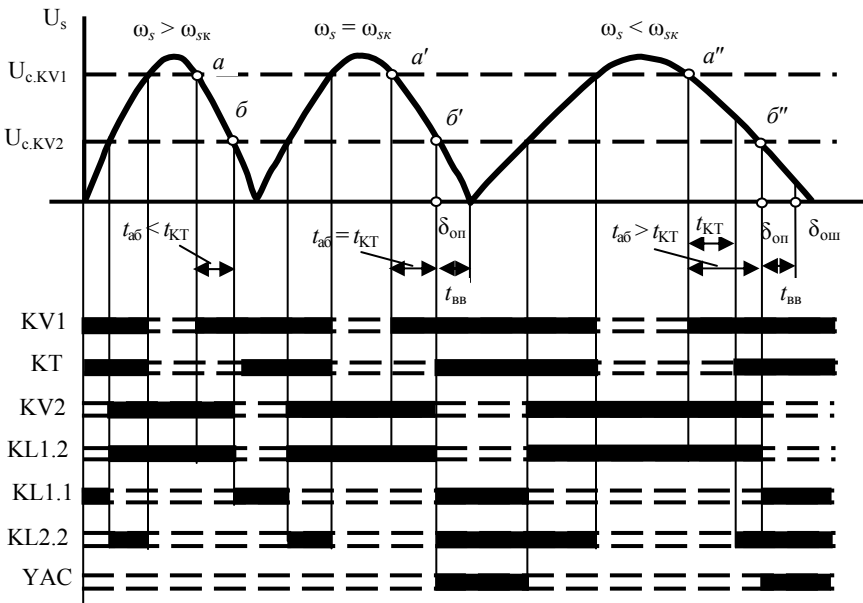


Рис. 4.3. Диаграмма положения контактов реле полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения, поясняющая его работу

В случае большого скольжения ( $\omega_s > \omega_{ск}$ ) реле KV2 разомкнет свой контакт раньше, чем реле времени замкнет свой контакт КТ. Поэтому по истечении выдержки времени реле КТ срабатывания реле KL2 не произойдет, так как контакт KL1.2 в его цепи разомкнут, и выключатель не включится. Когда скольжение станет меньше скольжения «точного включения» ( $\omega_s < \omega_{ск}$ ), реле времени срабатывает раньше, чем разомкнется контакт реле KV2. При этом реле KL2 срабатывает, самоудерживается контактом KL2.1 и подготавливает цепь на включение выключателя контактом KL2.2. В точке  $b''$  в момент срабатывания реле KV2 возвращается в исходное состояние реле KL1 и замыкается контакт KL1.1. При этом обеспечивается питание электромагнита включения выключателя YAC и выключатель генератора включается.

Очевидно, если  $\omega_s = \omega_{ск}$ , то время  $t_{а'б'} = t_{КТ}$  и замыкание контакта КТ реле времени КТ происходит в самый последний момент нахождения реле KV2 и KL1 в подтянутом состоянии, что также вызывает срабатывание реле KL2.

Таким образом, подача импульса на включение выключателя с постоянным углом опережения обеспечивается только тогда, когда скольжение  $\omega_s \leq \omega_{ск}$ .

К принципиальному недостатку синхронизатора с постоянным углом опережения, как отмечалось выше, относится наличие угла ошибки (см. третий цикл изменения  $U_s$  на диаграмме). В частности, в теоретически возможном случае, когда  $\omega_s = 0$ , угол ошибки  $\delta_{ош}$  может быть равен заданному углу опережения  $\delta_{оп.расч}$ :

$$\delta_{ош} = (\omega_{ск} - 0)t_{вв} = \delta_{оп.расч}.$$

Поэтому расчет параметров синхронизатора необходимо производить таким образом, чтобы значение заданного угла опережения не превышало допустимого угла  $\delta_{ош.д}$ .

Следует отметить, что абсолютное значение угла ошибки может быть равно заданному углу опережения в другом теоретически возможном случае, который имеет место, если  $\omega_s = \omega_{ск}$ :

$$\delta_{ош} = (\omega_{ск} - 2\omega_{ск})t_{вв} = -\delta_{оп.расч}.$$

Отсюда следует, что максимальное значение скольжения, при котором допускается синхронизация, может быть увеличено в два раза по сравнению с расчетным  $\omega_{расч} = \omega_{ск}$ .

Достоинство рассматриваемого синхронизатора – простота выполнения. Основным же недостатком этого и других синхронизаторов с постоянным углом опережения является то, что по принципу действия они допускают, при малой скорости скольжения, включение генератора с толчком уравнительного тока.

В некоторых случаях полуавтоматические синхронизаторы с постоянным углом опережения используются в качестве блокирующих устройств, контролирующих правильность действий оперативного персонала. При этом выходная цепь синхронизатора включается последовательно с контактами ключа управления. Дежурный, синхро-

низирующий генератор, дает команду на включение выключателя вручную, наблюдая за движением стрелки синхроскопа, а синхронизатор разрешает включение выключателя при угле опережения, меньшем заданного, и при допустимой скорости скольжения.

#### 4.5.2. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения

Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения, структурная схема которого приведена на рис. 4.4, обеспечивает автоматизацию всех операций при точной синхронизации.

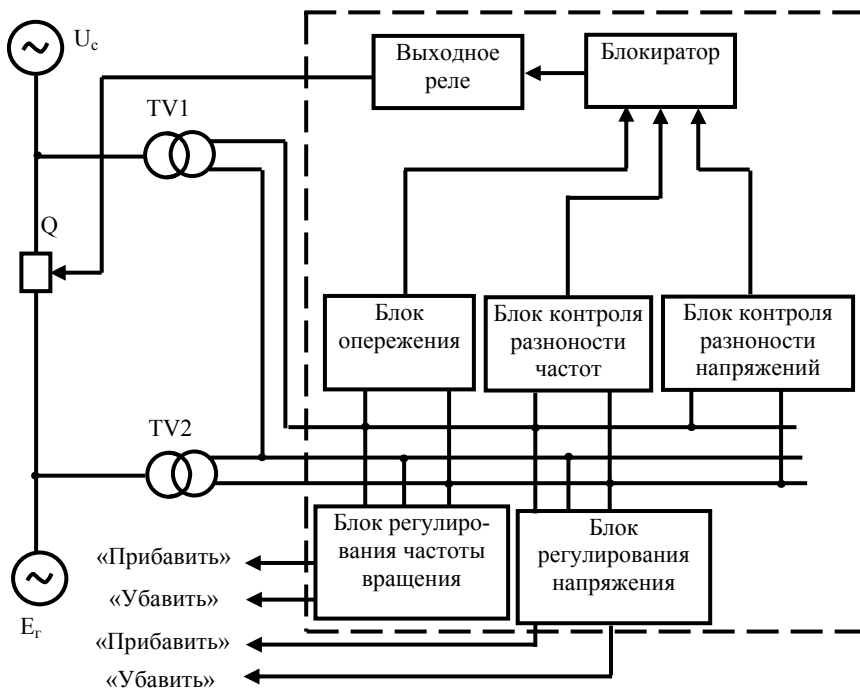


Рис. 4.4. Структурная схема автоматического синхронизатора

Автоматический синхронизатор имеет следующие основные функциональные блоки:

- блок опережения, определяющий момент команды на включение выключателя;

- блок контроля разности частот, определяющий допустимость скольжения для включения синхронизируемого генератора;
- блок контроля разности напряжений, сравнивающий напряжения сети и синхронизируемого генератора;
- блок выравнивания частоты вращения синхронизируемого генератора и энергосистемы;
- блок регулирования напряжения синхронизируемого генератора и энергосистемы;
- блокиратор, обеспечивающий соответствующее взаимодействие элементов в схеме автосинхронизатора.

Блок опережения выбирает момент подачи импульса на включение выключателя, который должен подаваться с постоянным временем опережения, не зависящим от разности частот синхронизируемых напряжений.

Если время опережения, задаваемое автосинхронизатором, установить равным времени включения выключателя ( $t_{оп} = t_{вв}$ ), включение выключателя в идеальном случае (без учета погрешности самого автосинхронизатора и разброса времени включения выключателя) всегда будет происходить точно в момент оптимума. Большая точность работы по принципу действия является преимуществом автосинхронизатора с постоянным временем опережения по сравнению с автосинхронизатором с постоянным углом опережения. Недостатком автосинхронизаторов с постоянным временем опережения является их сложность.

#### ***4.5.3. Схема полуавтоматической самосинхронизации***

Схема полуавтоматической самосинхронизации, приведенная на рис. 4.5, выполняет следующие функции:

- с помощью реле KV проверяет отсутствие напряжения на выводах генератора;
- с помощью реле KF осуществляет контроль скольжения синхронизируемого генератора относительно напряжения сети и при допустимом скольжении дает импульс на включение выключателя генератора;
- после включения генератора в сеть подает импульс на включение АГП.

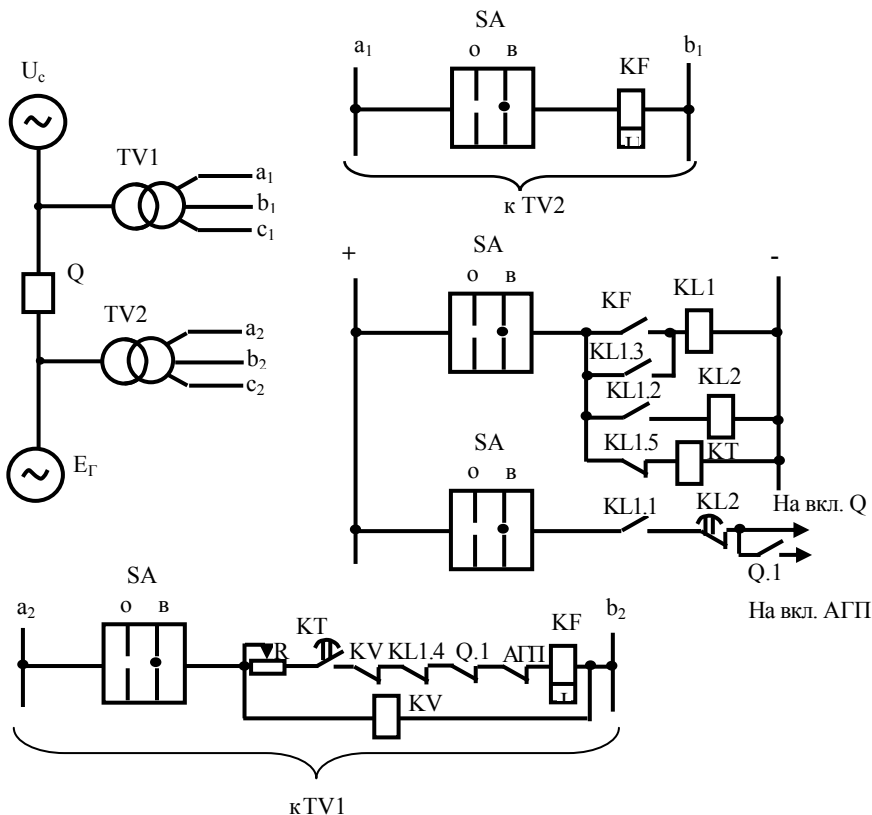


Рис. 4.5. Схема полуавтоматической самосинхронизации

Изменение частоты вращения агрегата осуществляется дежурным персоналом, вследствие чего рассматриваемое устройство самосинхронизации называется полуавтоматическим.

Рассмотрим, как работает схема, приведенная на рис. 4.5. Включением ключа самосинхронизации  $SA$  на схему подается оперативный ток, и в то же время одна из обмоток реле разности частот  $KF$ , контролирующего скольжение генератора, подключается к трансформатору напряжения сети. Вторая обмотка реле  $KF$  будет подключена к трансформатору напряжения генератора спустя выдержку времени реле  $KT$  (1–2 с), если генератор отключен и отсутствует напряжение на его выводах (АГП отключен и контакт реле напря-

жения KV замкнут). Когда скольжение станет допустимым для включения, реле KF замкнет контакт и подаст плюс на обмотку промежуточного реле KL1, которое, сработав, контактом KL1.1 подаст импульс на включение выключателя генератора. После этого включится АГП, цепь включения которого будет замкнута вспомогательным контактом выключателя Q.1.

После срабатывания реле KL1, замыкающий контакт которого KL1.2 замыкает цепь обмотки реле KL2, последнее срабатывает с замедлением и размыкает цепь включения выключателя и АГП. Этим обеспечивается однократность действия схемы. Возврат схемы в исходное состояние осуществляется после отключения ключа SA. При этом снимается оперативный ток с обмотки реле KL1, которое самоудерживается во включенном положении замыкающимся контактом KL1.3.

Для контроля скольжения синхронизируемого генератора используется реле KF, выполненное на базе реле направления мощности индукционного типа. Обмотка напряжения, имеющая высокое сопротивление, подключается к трансформатору напряжения сети, а токовая обмотка, имеющая небольшое сопротивление, через последовательно включенный резистор R подключается к трансформатору напряжения синхронизируемого генератора. Так как при самосинхронизации генератор до включения в сеть не возбужден, к токовой обмотке реле подается остаточное напряжение генератора. Высокая чувствительность реле обуславливает его надежную работу при небольшом остаточном напряжении генератора, примерно 0,2 % (0,2 В на вторичной обмотке трансформатора напряжения).

После включения выключателя синхронизируемого генератора на токовую обмотку реле KF будет подано полное напряжение 100 В. Для того чтобы предотвратить повреждение обмотки реле, не рассчитанной на такое большое напряжение, обмотка отключается размыкающими контактами KL1.4, KV, вспомогательным контактом выключателя и АГП.

## 5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

### 5.1. Назначение устройств автоматического регулирования возбуждения

Основным назначением устройств автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов является повышение динамической устойчивости систем электроснабжения путем быстрого и значительного увеличения возбуждения генераторов в аварийных режимах. При этом также облегчается самозапуск электродвигателей и обеспечивается более четкая работа релейной защиты за счет уменьшения затухания тока КЗ.

В нормальном режиме работы АРВ поддерживает заданное напряжение на шинах электростанции или в иной точке ЭС и обеспечивает оптимальное распределение реактивной мощности между параллельно работающими генераторами и электростанциями.

Сущность АРВ состоит в том, что автоматический регулятор воспринимает изменение тока или других электрических величин (например, напряжения) и преобразует их в изменение тока возбуждения генератора. Устройства АРВ, реагирующие на знак и значение отклонения входных параметров, называются автоматическими регуляторами *пропорционального действия* в отличие от регуляторов *сильного действия*, реагирующих не только на знак и значение, но и на скорость изменения электрических величин. В регуляторах сильного действия используются отклонение напряжения генератора  $\Delta U_r$  и скорость изменения напряжения  $dU_r/dt$ , отклонение частоты  $\Delta f$  и скорость изменения частоты  $df/dt$ , а также скорость изменения тока возбуждения генератора  $dI_b/dt$ . В связи с этим регулятор сильного действия оказывается довольно сложным устройством.

Схема регулятора определяется системой возбуждения, основными элементами которой являются обмотка возбуждения и источник постоянного напряжения для ее питания – возбудитель. Обмотка возбуждения расположена на подвижной части синхронной машины – роторе – и вращается вместе с ним, поэтому подключение обмотки к возбудителю и выполнение самого возбудителя связаны с рядом трудностей, которые возрастают по мере увеличения мощности синхронной машины. В связи с этим существуют различные системы

возбуждения, которые классифицируются по виду применяемого возбудителя. Основными из них являются электромашинная и тиристорная системы возбуждения. В электромашинную систему входят:

- система возбуждения с генератором постоянного тока;
- система возбуждения с генератором переменного тока повышенной частоты с неуправляемым полупроводниковым выпрямителем – диодно-электромашинная система; в ряде источников она называется системой высокочастотного возбуждения;
- бесщеточная система возбуждения с генератором переменного тока повышенной частоты.

Электромашинные возбудители обычно располагают непосредственно на валу синхронного генератора. Иногда под электромашинной системой понимают только систему возбуждения с генератором постоянного тока.

## **5.2. Устройства АРВ пропорционального действия синхронных генераторов с электромашинным возбудителем постоянного тока**

В зависимости от характера входных сигналов и выходных воздействий устройства АРВ пропорционального действия можно разделить на несколько видов. На генераторах с электромашинным возбудителем постоянного тока применяются устройства:

- компаундирования полным током (входной сигнал – изменение амплитуды тока  $I_r$  генератора);
- компаундирования полным током с коррекцией напряжения (входные сигналы – изменения амплитуд тока  $I_r$  и напряжения  $U_r$  генератора);
- фазового компаундирования с коррекцией напряжения (входные сигналы – изменение амплитуды и фазы тока, а также амплитуды напряжения);
- релейной форсировки (входной сигнал – изменение амплитуды напряжения генератора).

### **5.2.1. Компаундирование полным током**

На рис. 5.1, а дана упрощенная векторная диаграмма синхронного генератора, из которой следует, что

$$\bar{U}_r = \bar{E}_q - j \bar{I}_r x_d.$$



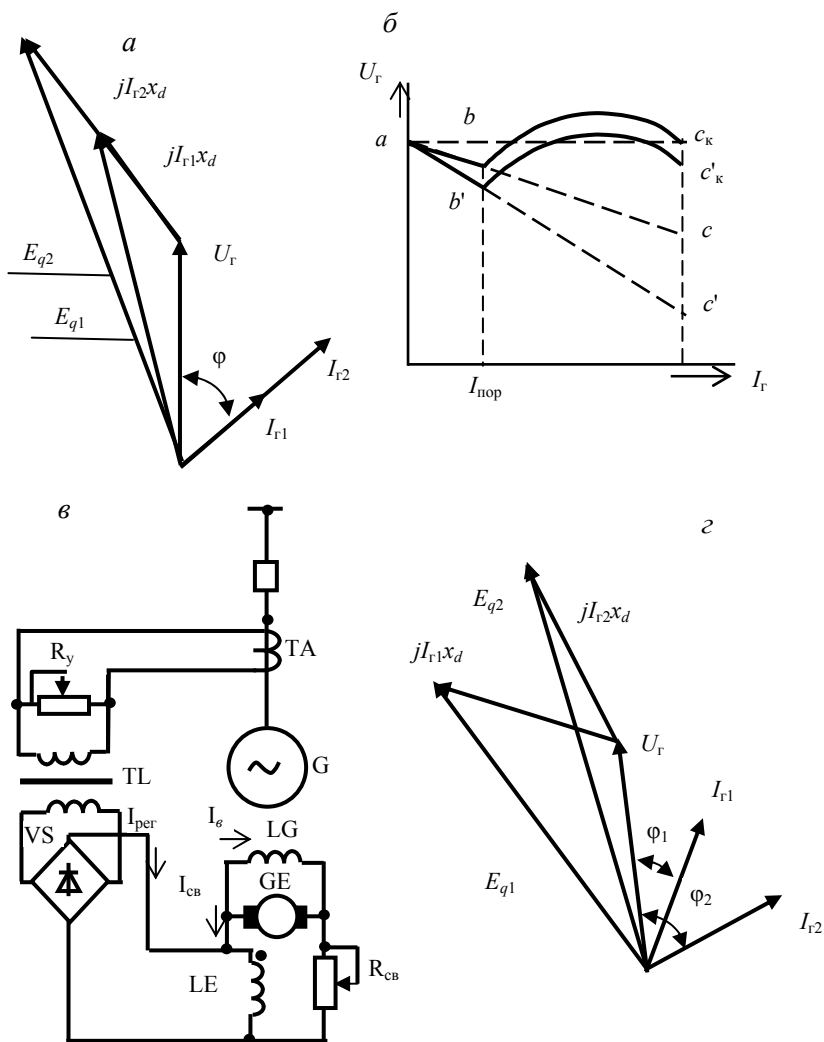


Рис. 5.1. Схема компаундирования синхронного генератора полным током

Если ЭДС генератора  $E_q$  неизменна, то с увеличением тока статора  $I_r$  напряжение на выводах генератора снижается. Зависимость  $U_r = f(I_r)$  называют внешней характеристикой генератора. Внешняя характеристика генератора представлена на рис. 5.1, б прямой  $ac$  ( $ac'$ ).

Очевидно, напряжение остается неизменным, если с возрастанием тока, например от  $I_{r1}$  до  $I_{r2}$ , ЭДС увеличивается соответственно от  $E_{q1}$  до  $E_{q2}$  (см. рис. 5.1, а). Характеристики холостого хода генератора дает зависимость  $E_{*q}$  от тока возбуждения (тока в обмотке ротора генератора)  $I_{*в}$ .

При определенных допущениях их относительные значения равны:  $E_{*q} = I_{*в}$ . Поэтому снижение напряжения при увеличении тока  $I_r$  можно компенсировать подачей в обмотку возбуждения возбудителя (основную ЛЕ или дополнительную) тока  $I_{рег}$ , пропорционального току генератора  $I_r$  (рис. 5.1, в). Такое автоматическое регулирование возбуждения и называется *компаундированием полным током*.

Ток  $I_{рег}$  получают путем выпрямления выходного тока промежуточного трансформатора ТЛ, входным током которого является часть вторичного тока трансформатора тока ТА. Ток  $I_{рег}$  можно варьировать, изменяя коэффициент трансформации трансформатора ТЛ и сопротивление установочного резистора  $R_y$ . В обмотке ЛЕ ток  $I_{рег}$  проходит в одном направлении с током  $I_{св}$  самовозбуждения возбудителя, общий ток возбуждения  $I_{в.в}$  равен их сумме. Поэтому большему току генератора соответствует большая ЭДС и внешняя характеристика  $abc_k$  в значительном диапазоне изменения токов  $I_r$  идет выше линии  $ac$ . Излом в точке  $b$  внешней характеристики  $abc_k$  объясняется тем, что по мере снижения тока генератора при малых его значениях вторичная ЭДС трансформатора ТЛ становится меньше напряжения на обмотке возбудителя ЛЕ, обусловленного током  $I_{св}$ , и выпрямитель VS устройства компаундирования закрывается. Излом отсутствует, если ток  $I_{рег}$  поступает не в основную, а в дополнительную обмотку возбуждения. При больших значениях тока  $I_r$  из-за насыщения магнитопроводов генератора, возбудителя и трансформаторов схемы компаундирования наблюдается некоторое снижение внешней характеристики.

Действие устройства рассмотрено в предположении, что угол  $\varphi$  между током  $I_r$  и напряжением  $U_r$  не изменяется. В действительности характер нагрузки не остается постоянным. При этом, как следует из векторной диаграммы рис. 5.1, з, для поддержания напряжения  $U_r$  неизменным при увеличении угла, например от  $\varphi_1$  до  $\varphi_2$ , и заданном токе  $I_{r1} = I_{r2}$  необходимо увеличивать ЭДС от  $E_{q1}$  до  $E_{q2}$ . Устройство компаундирования полным током это выполнить не

сможет, так как реагирует только на амплитуду (абсолютное значение) тока  $I_r$ , устанавливая соответствующую ЭДС  $E_{q1}$ . Поэтому с увеличением угла  $\varphi$  напряжение  $U_r$  уменьшается, хотя в меньшей степени, чем у некомпандированного генератора. На рис. 5.1, б меньшему углу  $\varphi_1$  при отсутствии компаундирования соответствует внешняя характеристика  $abc$ , а большему углу  $\varphi_2$  – характеристика  $ab'c'$ . Тем же значениям угла при наличии компаундирования соответствуют характеристики  $abc_k$  и  $ab'c'_k$ .

Обычно устройство компаундирования дополняется корректором напряжения, который реагирует на отклонение напряжения относительно заданного уровня. Такое название устройство получило потому, что оно лишь корректирует работу устройства компаундирования, выполняющего главную роль в регулировании возбуждения.

Совместная работа устройства компаундирования и корректора напряжения осуществляется по двум принципиально различным схемам, а именно:

*компаундирование полным током с коррекцией напряжения;* в схеме ток от устройства компаундирования и ток от корректора напряжения предварительно выпрямляются, а затем направляются в соответствующие обмотки возбуждения возбудителя; при этом схема не реагирует на угол  $\varphi$  сдвига фаз между  $I_r$  и  $U_r$ ;

*фазовое компаундирование с коррекцией напряжения;* в схеме переменный ток от устройства компаундирования определяется геометрической суммой  $I_r$  и тока, пропорционального  $U_r$ , и зависит от тока корректора напряжения. Общий переменный ток выпрямляется; среднее значение выпрямленного тока пропорционально току  $I_r$ , напряжению  $U_r$  и углу  $\varphi$  сдвига фаз между ними.

Устройство компаундирования без корректора напряжения благодаря простоте, высокой надежности и достаточному быстродействию применяется в трехфазном исполнении для генераторов небольшой мощности.

### **5.2.2. Компаундирование полным током с коррекцией напряжения**

При наличии корректора напряжения общий магнитный поток возбуждения возбудителя изменяется не только током  $I_{per1}$  от устройства компаундирования, но и током  $I_{per2}$  от корректора, завися-

щим от напряжения генератора  $U_r$  таким образом, что снижение  $U_r$  ведет к возрастанию  $I_{пер2}$ , а возрастание  $U_r$  – к снижению  $I_{пер2}$ .

На рис. 5.2, а схематично изображен широко применяемый электромагнитный корректор АРВ, состоящий из измерительного органа и усилителя АЛ с выпрямителем на его выходе.

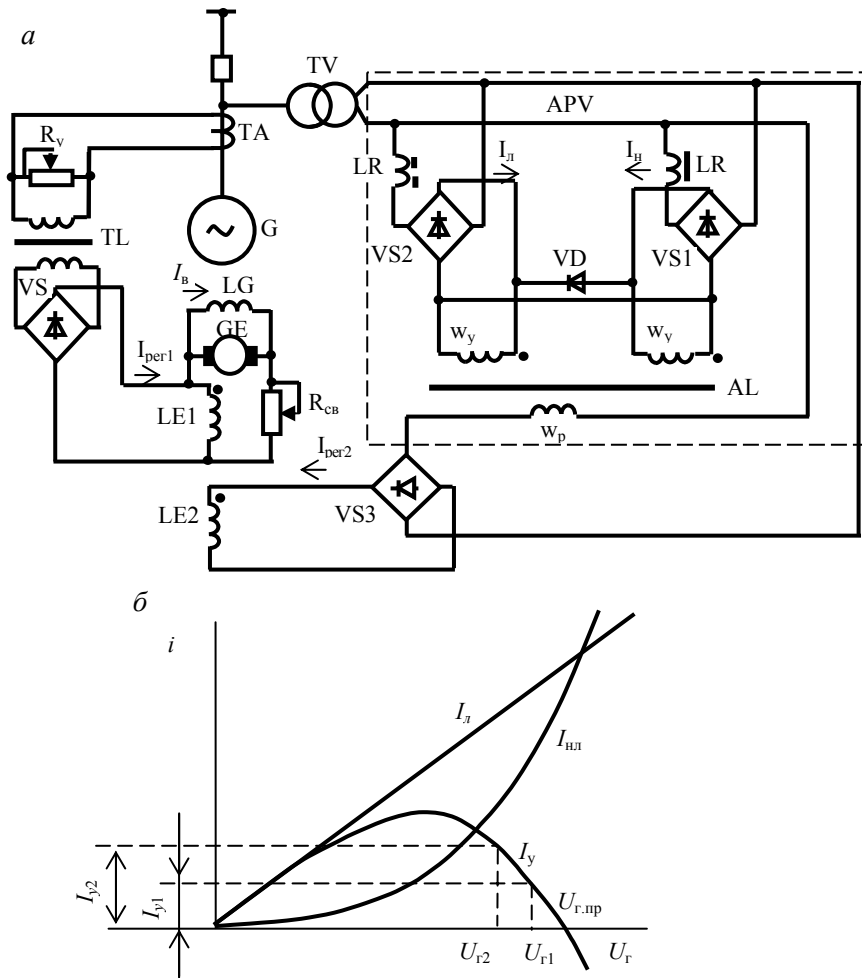


Рис. 5.2. Схема компаундирования полным током с коррекцией напряжения

Воздействующей величиной измерительного органа является напряжение  $U_{\Gamma}$ , подводимое к нему от трансформатора напряжения TV. В измерительном органе использован способ преобразования воздействующей величины в две сравниваемые, являющиеся ее разными функциями (рис. 5.2, б). Преобразование выполняется линейным измерительным преобразователем (линейный реактор LR с воздушным зазором в магнитопроводе и выпрямитель VS2) и нелинейным элементом (насыщающийся реактор LRT или пятистержневой насыщающийся трансформатор, вторичные обмотки которого соединены в разомкнутый треугольник, и выпрямитель VS1). Ток  $I_{\text{л}}$  зависит от напряжения  $U_{\Gamma}$  линейно, а ток  $I_{\text{нл}}$  – нелинейно (см. рис. 5.2, б). Для повышения чувствительности к несимметричным режимам измерительный орган выполняют трехфазным.

В электромагнитном корректоре применяется магнитный усилитель AL с двумя обмотками управления  $w_{\text{y}}$ . В одну из них подается выпрямленный ток  $I_{\text{л}}$ , а в другую – выпрямленный ток  $I_{\text{нл}}$ . Обмотки управления включены встречно, поэтому выходной ток AL (ток  $I_{\text{рег2}}$ ) в дополнительной обмотке возбуждения LE2 пропорционален разности токов

$$I_{\text{y}} = I_{\text{л}} - I_{\text{нл}}.$$

Зависимость  $I_{\text{y}} = f(U_{\Gamma})$  имеет падающий характер (рис. 5.2, б) в некоторой области. Эта область и является рабочим участком характеристики корректора. При снижении напряжения, например от  $U_{\Gamma1}$  до  $U_{\Gamma2}$ , разность токов возрастает от  $I_{\text{y1}}$  до  $I_{\text{y2}}$ . Соответственно увеличивается ток  $I_{\text{рег2}}$ , стремясь восстановить напряжение  $U_{\Gamma}$ . Рабочий участок характеристики корректора соответствует относительно небольшим снижениям напряжения, когда действие устройства компенсации проявляется недостаточно. Если напряжение  $U_{\Gamma}$  превышает заданное (предписанное) значение  $U_{\text{гпр}}$ , то ток  $I_{\text{нл}}$  становится больше тока  $I_{\text{л}}$ . При этом корректор действует в сторону дальнейшего повышения напряжения. Для исключения этого тока в обмотках управления выравниваются, например, путем соединения их между собой диодом VD. При  $I_{\text{нл}} > I_{\text{л}}$  диод VD открывается и токи в обмотках выравниваются так, что  $I_{\text{y}} \approx 0$ .

### 5.2.3. Фазовое компаундирование с коррекцией напряжения

Из векторной диаграммы генератора (см. рис. 5.1, з) следует, что при неизменном токе  $I_r$  снижение напряжения происходит за счет увеличения реактивной составляющей тока  $I_r \sin\varphi$ . Поэтому для более точного регулирования  $U_r$  используется фазовое компаундирование с коррекцией напряжения, действующее в зависимости от абсолютных значений напряжения  $U_r$ , тока  $I_r$  и от угла  $\varphi$  сдвига фаз между ними.

В упрощенной схеме АРВ (рис. 5.3) такая зависимость достигается путем применения промежуточного трансформатора тока с подмагничиванием ТЛАТ с двумя первичными обмотками, одна из которых  $w'_i$  подключена к трансформатору тока ТА, а вторая  $w''_i$  – к трансформатору напряжения ТВ через балластное сопротивление  $Z$ .

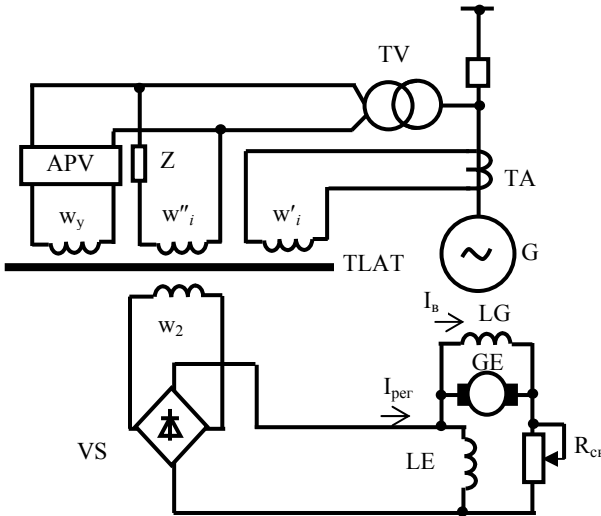


Рис. 5.3. Схема устройства фазового компаундирования с коррекцией напряжения

Результирующая магнитодвижущая сила первичных обмоток создает во вторичной обмотке  $w_2$  ЭДС, зависящую от  $I_r$ ,  $U_r$  и  $\varphi$ . Сочетание тока и напряжения, подводимых к ТЛАТ, выбирается таким, чтобы при прочих равных условиях ЭДС обмотки  $w_2$  увеличивалась с увеличением  $\varphi$ , т. е. чтобы возрастал ток  $I_{per}$ .

Кроме обмоток переменного тока промежуточный трансформатор имеет обмотку управления  $w_y$ , по которой проходит ток  $I_y$  корректора напряжения APV. Корректор напряжения выполняется аналогично рассмотренному выше, но настраивается так, что при возрастании напряжения  $U_r$  подмагничивание трансформатора увеличивается, сердечник насыщается, коэффициент трансформации ТЛАТ возрастает и ток в обмотке  $w_2$  уменьшается, т. е. ток  $I_{per}$  снижается. При понижении  $U_r$  степень насыщения ТЛАТ уменьшается, условия трансформации становятся благоприятнее, а ток  $I_{per}$  увеличивается. Электромагнитный корректор напряжения, выходной ток которого при понижении напряжения  $U_r$  снижается, называют *противоключенным корректором напряжения*.

Достоинство фазового компаундирования состоит не только в большей, чем при токовом компаундировании, точности регулирования напряжения, но и в меньшей мощности, которую требуется получать от корректора (так как он не работает непосредственно на обмотку возбуждения). Маломощный корректор не только создает меньшую нагрузку на трансформатор напряжения, но и обладает малым запаздыванием, поэтому скорость восстановления напряжения возрастает.

#### **5.2.4. Релейная форсировка**

При значительных снижениях напряжения, обусловленных короткими замыканиями, рассмотренные устройства APV не всегда работают удовлетворительно. В устройствах компаундирования ток  $I_{per}$  пропорционален току короткого замыкания, поэтому при удаленных коротких замыканиях он оказывается недостаточным, а работа электромагнитных корректоров при малых напряжениях полностью нарушается, так как выходной ток  $I_y$  измерительного органа снижается вплоть до нуля. Кроме того, время реакции на изменения напряжения у рассмотренных устройств не всегда приемлемо. Поэтому в дополнение к этим устройствам на генераторах устанавливают устройства релейной форсировки возбуждения, скачкообразно (релейно) увеличивающие (форсирующие) возбуждение генератора.

В простейшем случае устройство релейной форсировки состоит из минимального реле напряжения KV и промежуточного реле KL (рис. 5.4). В нормальном режиме якорь реле KV подтянут и цепь обмотки реле KL разомкнута. При снижении напряжения генерато-

ра до значения, соответствующего уставке срабатывания реле KV, оно срабатывает и включает обмотку реле KL. Контактными реле KL шунтируется реостат  $R_{св}$  в цепи самовозбуждения возбудителя. При этом напряжение на обмотке возбуждения возбудителя становится максимально возможным и ток возбуждения быстро нарастает. Чтобы предотвратить действие форсировки, когда генератор отключен, оперативный ток на контакты реле KV подается через вспомогательные контакты выключателя Q.

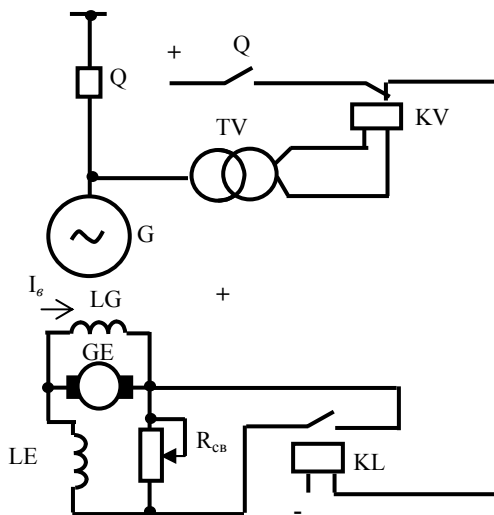


Рис. 5.4. Схема устройства релейной форсировки

При нарушениях в цепях напряжения релейная форсировка может подействовать неправильно. Для предотвращения этого принимают следующие меры: использование двух реле напряжения, подключенных к разным трансформаторам напряжения, применение запрета действия и др. Во вторичных цепях трансформаторов напряжения, питающих АРВ и реле напряжения релейной форсировки, предохранители, как правило, не устанавливают.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения выбирается с учетом надежного возврата реле (размыкание контактов) при номинальном напряжении. Если принять коэффициент отстройки  $k_{отс} = 1,05$  и коэффициент возврата  $k_{в} = 1,1$ , то  $U_{с.р} = 0,85 U_{г.ном} / k_{и}$ .



Схема с одним реле напряжения имеет достаточную чувствительность при трехфазных коротких замыканиях и при замыканиях между фазами, к которым присоединено реле. Равную чувствительность к различным видам короткого замыкания можно обеспечить, если включить реле через фильтр напряжений прямой последовательно-сти или в схеме использовать три реле.

В современных мощных турбогенераторах токопроводящие материалы используются с максимальной эффективностью. При релейной форсировке ток возбуждения генератора достигает двукратного значения номинального тока возбуждения. Такое увеличение тока при длительном его воздействии может привести к разрушению изоляции ротора генератора, деформации стержней обмотки ротора. Это в свою очередь может вызвать выход генератора из строя. Поэтому правила технической эксплуатации генераторов регламентируют длительность релейной форсировки (10–20 с) и интервалы времени между релейными форсировками возбуждения генератора.

В современных турбогенераторах с форсированным охлаждением обмоток устанавливаются специальные устройства для ограничения длительности форсировок возбуждения. Один из вариантов таких устройств показан на рис. 5.5.

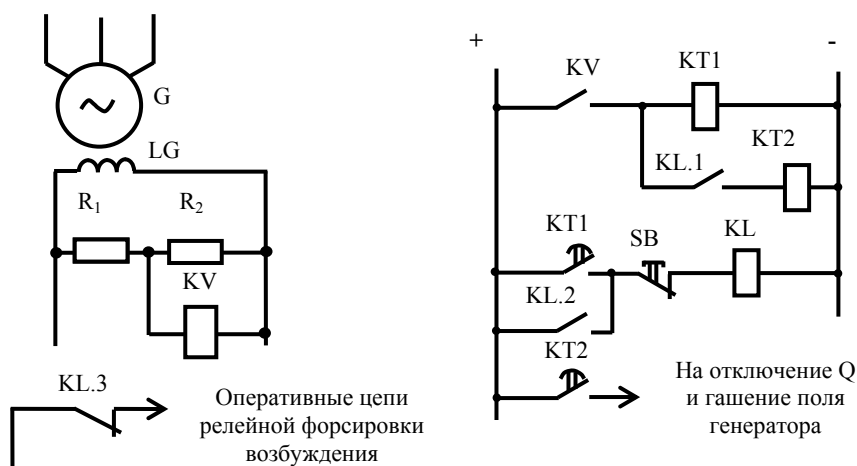


Рис. 5.5. Схема устройства ограничения длительности форсировки возбуждения турбогенератора

Чувствительным органом устройства ограничения длительности времени форсировки является реле напряжения KV, включенное через делитель напряжения на напряжение возбуждения генератора. Напряжение срабатывания реле напряжения KV пропорционально  $1,6U_{н.в.г}$  ( $U_{н.в.г}$  – номинальное напряжение возбуждения генератора).

При наступлении релейной форсировки реле KV срабатывает и его контакт в цепи питания обмотки реле времени КТ1 замыкается. Реле КТ1 с выдержкой времени, равной разрешенному времени действия релейной форсировки, замыкает свой контакт в цепи обмотки КЛ и реле КЛ срабатывает.

При срабатывании реле КЛ контактом КЛ.3 выводит из действия релейную форсировку, контактом КЛ.2 становится на самоудержание и контактом КЛ.1 при замкнутом контакте реле KV включает реле времени КТ2.

Если при срабатывании реле КЛ напряжение возбуждения генератора не снизилось до напряжения возврата реле KV, то его контакт остается замкнутым и с некоторой выдержкой времени срабатывает реле КТ2, действуя на отключение генератора и гашение поля генератора. За счет того, что реле КЛ после действия релейной форсировки остается включенным за счет контакта КЛ.2 (КЛ.3 разомкнут), действие релейной форсировки возможно только после отключения реле КЛ оперативным персоналом с помощью кнопки SB.

## 6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

### 6.1. Задачи и способы регулирования

Основными задачами автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности являются:

– обеспечение оптимального режима по напряжению и реактивной мощности производства, передачи и распределения электроэнергии;

– обеспечение качества электроэнергии у потребителей.

Оптимальный режим по напряжению и реактивной мощности определяется условием минимума суммарных потерь электроэнергии. Потери происходят главным образом при передаче (транспортировке) электроэнергии. Минимум потерь достигается при оптимальных уровнях напряжения в узловых точках электроэнергетической системы и соответствующем потокораспределении реактивных мощностей по линиям электропередачи.

В отношении решения указанных основных задач автоматического регулирования и критериев оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности электрические сети могут разделяться на *питающие* и *распределительные*. Назначение первых – транспортировка электроэнергии. Оптимизацию режима по напряжению и реактивной мощности питающих сетей целесообразно производить именно по минимуму потерь при передаче электроэнергии.

Режим по напряжению и реактивной мощности распределительных сетей связан с обеспечением одного из показателей качества электроэнергии у потребителей – уровня напряжения. Согласно нормативным документам относительное отклонение напряжения на приемниках электроэнергии допускается в пределах  $\Delta U_* = \pm 0,05$ . В частных случаях на зажимах осветительных установок допускаются отклонения  $\Delta U_* = -0,025 \dots 0,05$ , а на зажимах электродвигателей  $\Delta U_* = -0,05 \dots 0,1$ . В послеаварийных режимах дополнительное понижение напряжения не должно превышать  $\Delta U_* = -0,05$ . Поэтому оптимальность режима по напряжению и реактивной мощности в распределительных сетях определяется требованием обеспечения указанных уровней напряжения у электроприемников при минимуме потерь в сетях.

Практически оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности осуществляется путем планирования и поддержания соответствующих уровней напряжения в заранее выбранных контрольных узлах энергосистемы, определяемых на основе решения комплексной задачи оптимизации электрических режимов.

Комплексная оптимизация режима по активной и реактивной мощностям и уровням напряжения в контролируемых узлах может быть выполнена только с помощью средств вычислительной техники автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ).

Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности осуществляется:

- автоматическим регулированием возбуждения синхронных генераторов электростанций;
- регулированием возбуждения синхронных компенсаторов и электродвигателей;
- регулированием мощности управляемых статических источников реактивной мощности;
- автоматическим регулированием коэффициентов трансформации трансформаторов.

Оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности питающих и распределительных сетей в основном осуществляется посредством автоматического регулирования реактивной мощности синхронных компенсаторов и мощных статических управляемых источников реактивной мощности (ИРМ).

## **6.2. Автоматическое регулирование напряжения на шинах распределительных устройств электрических станций**

При регулировании напряжения на шинах электрических станций возникает задача распределения реактивных нагрузок между генераторами и блоками «генератор–трансформатор», работающими на общие шины.

### ***6.2.1. Регулирование напряжения при параллельной работе генераторов на общие шины***

Регулирование напряжения может выполняться *по астатической и статической характеристикам.*

Астатическую характеристику имеют АРВ, измерительные органы которых включены только на напряжение генератора. Положительным свойством таких АРВ является то, что они обеспечивают постоянство напряжения на шинах генератора. Однако регулирование напряжения по астатической характеристике имеет и недостатки. Основным недостаток состоит в том, что при параллельной работе на общие шины двух и более генераторов с АРВ, имеющих астатические характеристики, возникает неопределенность в распределении реактивной мощности между генераторами. Так, например, если при напряжении  $U_1$  реактивный ток генераторов был  $I_{p1}$  и  $I_{p2}$  (рис. 6.1), то при снижении напряжения до значения  $U_2$  АРВ каждого генератора будут стремиться восстановить первоначальное напряжение путем увеличения токов роторов генераторов.

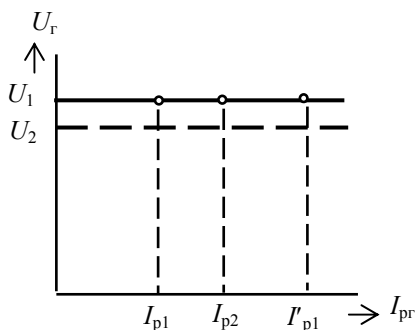


Рис. 6.1. Характеристики при параллельной работе на общие шины генераторов с АРВ, имеющими астатическую настройку

Однако, поскольку измерительные органы АРВ реагируют только на отклонение напряжения и не реагируют на изменение токов статора, распределение реактивной мощности между параллельно работающими генераторами может быть совершенно произвольным. Так, если АРВ первого генератора имеет несколько большую чувствительность и система возбуждения обеспечивает несколько большие скорости нарастания напряжения ротора, то этот генератор может нагрузиться реактивной мощностью больше параллельно работающего второго генератора. При неблагоприятных соотношениях параметров АРВ и систем возбуждения второй генератор может остаться с прежней нагрузкой, если нагрузка первого генератора до  $I'_{p1}$  восста-

новит первоначальное напряжение. Возможно также, что второй генератор начнет нагружаться реактивной мощностью после того, как первый нагрузится полностью, если при этом напряжение еще не восстановилось.

По-иному протекает процесс автоматического регулирования напряжения и распределения реактивной мощности между генераторами в случае использования АРВ со статическими характеристиками.

Статические характеристики имеют АРВ, измерительные органы которых включены не только на напряжение, но и на ток статора генератора. В этом случае (рис. 6.2, а) если, например, два генератора, работающих параллельно на общие шины, имеют АРВ с одинаковыми характеристиками, то при исходном напряжении  $U_1$  оба будут нагружены одинаковой реактивной мощностью, пропорциональной  $I_{p,1,2}$ . Если теперь напряжение понизится и станет равным  $U_2$ , то оба генератора увеличат загрузку реактивной мощностью до значения, пропорционального  $I'_{p,1,2}$ , и будут поддерживать новый уровень напряжения.

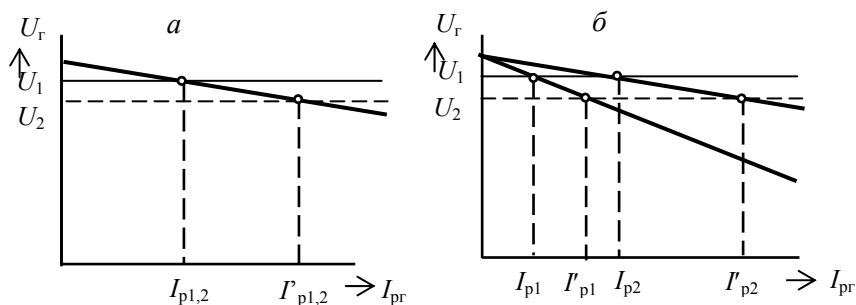


Рис. 6.2. Характеристики при параллельной работе на общие шины генераторов с АРВ, имеющими статическую настройку:  
 а – с одинаковым статизмом; б – с разным статизмом

В случае неодинаковых характеристик АРВ параллельно работающих генераторов (см. рис. 6.2, б) при исходном напряжении  $U_1$  каждый генератор также будет нагружен строго определенным значением реактивной мощности, пропорциональным соответственно реактивным токам  $I_{p,1}$  и  $I_{p,2}$ . Если теперь напряжение понизится и станет равным  $U_2$ , то оба генератора увеличат загрузку реактивной

мощностью до значений, пропорциональных реактивным токам, соответственно  $I'_{p.1}$  и  $I'_{p.2}$ . Таким образом, в обоих случаях имеет место строго определенное распределение реактивной мощности между параллельно работающими на общие шины генераторами.

Коэффициент статизма статической характеристики определяется по формуле

$$k_c = \frac{U_x - U_{p.n}}{U_x},$$

где  $U_x$  – напряжение при холостом ходе генератора;

$U_{p.n}$  – напряжение при номинальной реактивной нагрузке.

Практически коэффициент статизма принимается равным 5 %.

Существуют различные способы создания статизма по реактивному току генератора. Так, если измерительный орган АРВ включен на одно из междуфазных напряжений (рис. 6.3), например  $U_{BC}$ , то для введения зависимости от реактивного тока последовательно в цепь напряжения включается резистор  $R_c$ , к которому подводится ток от трансформатора тока фазы А. При этом направление тока  $I_A$  должно быть таким, чтобы полярность падения напряжения от тока  $I_A$  на резисторе  $R_c$  совпадала с полярностью напряжения  $U_{BC}$ .

Как видно из векторной диаграммы на рис. 6.3, б, при сочетании междуфазного напряжения  $U_{BC}$  с фазным током  $I_A$  падение напряжения на  $R_c$  от реактивной составляющей тока  $I_{A,p}R_c$  совпадает по фазе с напряжением  $U_{BC}$ , в то время как падение напряжения на  $R_c$  от активной составляющей  $I_{A,a}R_c$  сдвинуто относительно  $U_{BC}$  на угол  $90^\circ$ .

Модуль напряжения, подводимого к АРВ, может быть определен по формуле

$$U_{APB} = \sqrt{(U_{BC} + I_{Ap}R_c)^2 + (I_{Aa}R_c)^2}.$$

Однако, учитывая, что составляющая  $I_{Ap}R_c$ , суммируясь арифметически с вектором  $U_{BC}$ , увеличивает вектор  $U_{APB}$ , а составляющая  $I_{Aa}R_c$  практически только поворачивает его на угол  $\delta$ , можно пренебречь составляющей  $I_{Ap}R_c$  и с достаточной точностью считать, что напряжение, подводимое к измерительному органу АРВ, будет

$$U_{APB} = U_{BC} + I_{Ap}R_c.$$

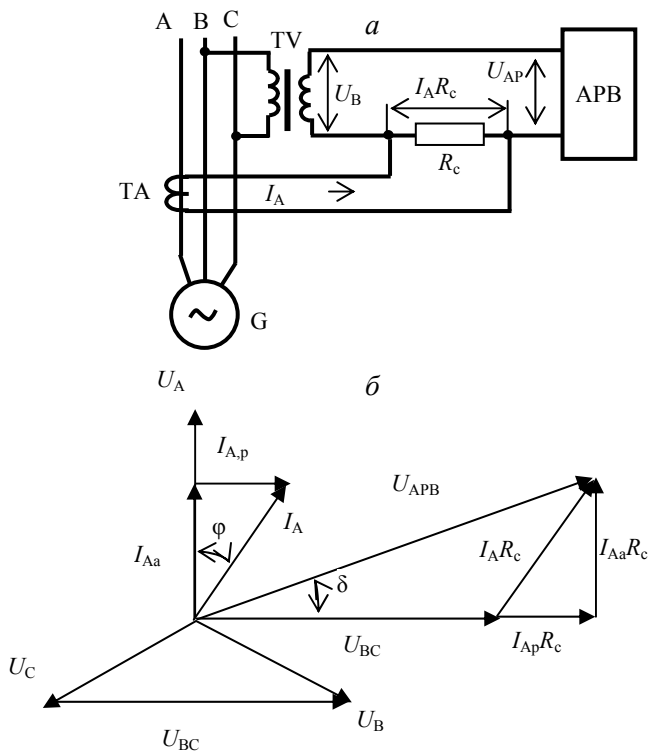


Рис. 6.3. Способ получения статической характеристики АРВ при включении измерительного органа на одно междуфазное напряжение:  
*a* – схема включения; *б* – векторная диаграмма

Из приведенного выражения и векторной диаграммы видно, что при увеличении  $I_{Ap}$  напряжение, подводимое к АРВ, увеличивается. Это воспринимается измерительным органом регулятора как повышение напряжения, и АРВ действует в сторону его понижения. Таким образом обеспечивается зависимость регулируемого напряжения от реактивного тока генератора, т. е. работа по статической характеристике.

### 6.2.2. Работа генераторов в блоке с трансформатором

При работе генератора в блоке с трансформатором или автотрансформатором (рис. 6.4, *a*) к АРВ обычно подводится напряжение от TV, установленных на выводах генератора.



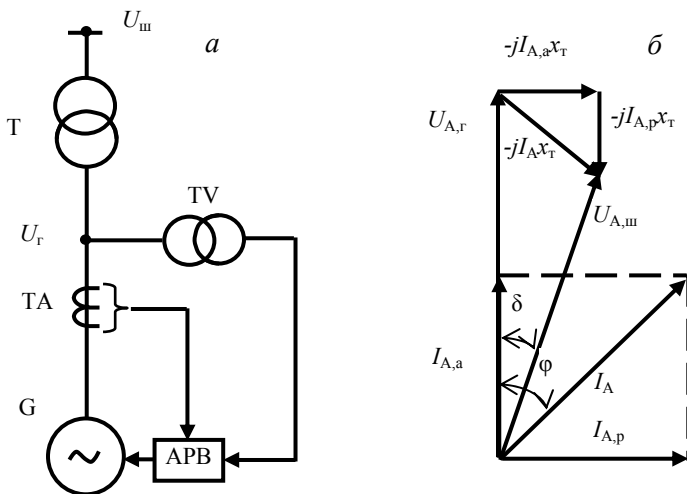


Рис. 6.4. Работа генератора с АРВ в блоке с повышающим трансформатором (автотрансформатором):  
*a* – схема включения АРВ; *б* – векторная диаграмма

Поэтому если АРВ имеет астатическую характеристику, то при изменении нагрузки им будет поддерживаться постоянным напряжение на выводах генератора  $U_{\Gamma}$ . Напряжение на шинах  $U_{\text{ш}}$  отличается от  $U_{\Gamma}$  на величину падения напряжения в сопротивлении трансформатора. Поскольку трансформатор имеет практически чисто реактивное сопротивление, то напряжение на шинах

$$U'_{\Gamma} - jX_{\text{T}}I_{\text{н}} = U'_{\Gamma} - (jX_{\text{T}}I_{\text{ан}} + jX_{\text{T}}I_{\text{рн}}),$$

где  $I_{\text{н}}$  – ток, проходящий через трансформатор.

Из векторной диаграммы на рис. 6.4, *б*, построенной для одной фазы А, видно, что падение напряжения в сопротивлении  $X_{\text{T}}$  определяется в основном составляющей от реактивного тока и, следовательно:

$$U'_{\text{ш}} = U_{\Gamma} - X_{\text{T}}I_{\text{рн}}.$$

При необходимости обеспечить постоянство напряжения на шинах электростанции  $U_{\text{ш}}$  применяется компенсация реактивного сопротивления трансформатора. Принципиальная схема компенсации

и поясняющая векторная диаграмма для случая, когда АРВ включается на линейное напряжение  $U_{BC}$ , приведены на рис. 6.5.

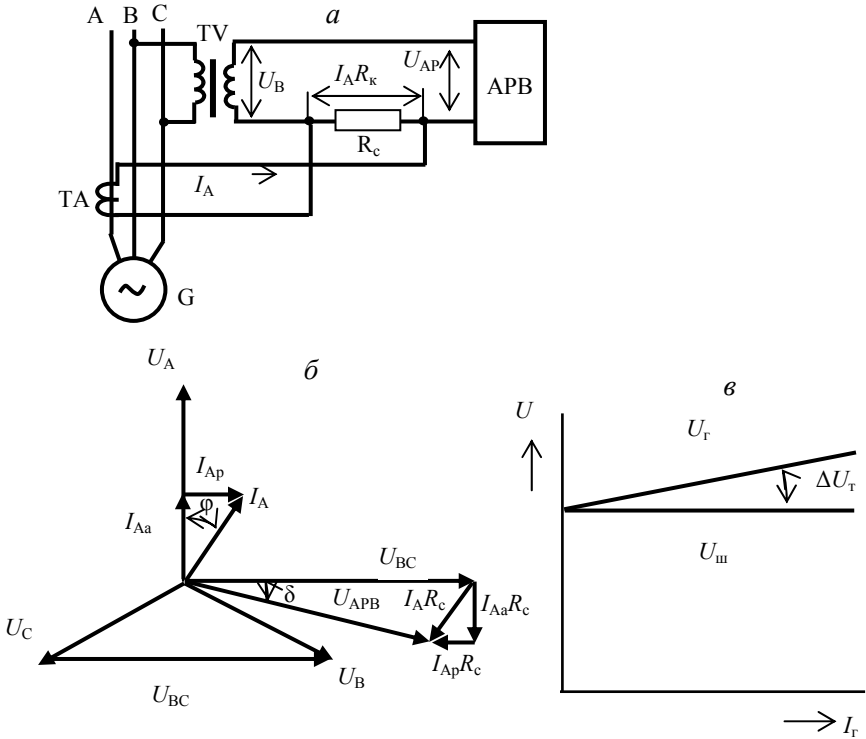


Рис. 6.5. Принцип компенсации реактивного сопротивления трансформатора (автотрансформатора) блока:

*a* – схема включения; *б* – векторная диаграмма; *в* – характеристики

В цепь от трансформатора напряжения к АРВ включается активное сопротивление  $R_k$ , равное  $X_T$ . К активному сопротивлению  $R_k$  подводится ток от трансформатора тока фазы А, но обратной полярности по сравнению со схемой на рис. 6.5, *a*. При этом, как видно из рис. 6.5, *б*, при увеличении реактивной нагрузки генератора напряжение  $U_{APB}$  будет уменьшаться на величину  $I_{Ap} R_k = I_{Ap} X_T$ . Это воспринимается измерительным органом АРВ как понижение напряжения, и АРВ, действуя в сторону повышения напряжения  $U_T$ , компенсирует падение напряжения  $\Delta U_T$  и поддерживает неизменным напряжение  $U_{ш}$ .

Аналогично действуют АРВ, к измерительным органам которых подводится трехфазное напряжение. В этих случаях падение напряжения в сопротивлении компенсации от реактивной составляющей тока должно иметь направление, противоположное вектору напряжения от трансформатора напряжения, что достигается подбором необходимого сочетания фаз и групп соединения обмоток ТА, TV и промежуточных трансформаторов.

### ***6.2.3. Параллельная работа энергоблоков «генератор–трансформатор» на общие шины***

При параллельной работе энергоблоков «генератор–трансформатор» на общие шины высшего напряжения к индивидуальным АРВ каждого генератора подводится напряжение не от трансформатора напряжения шин, а от трансформатора напряжения генератора (рис. 6.6). Напряжение на шинах электростанции можно определить по формуле

$$U_{\text{ш}} = U_{r1} - jI_{p1}x_{r1} = U_{r2} - jI_{p2}x_{r2}.$$

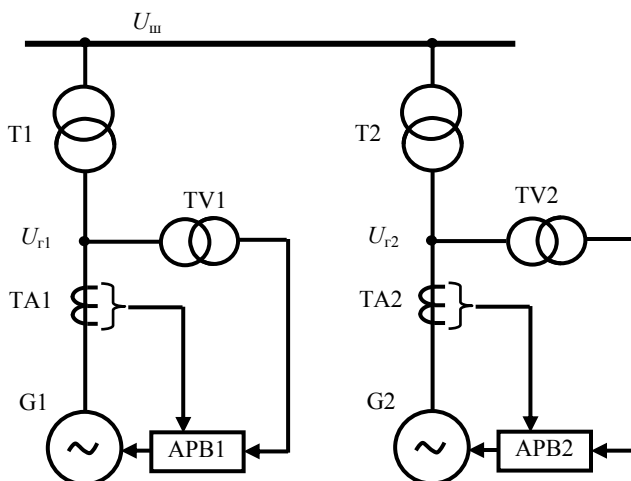


Рис. 6.6. Параллельная работа энергоблоков на общие шины высшего напряжения

Если АРВ поддерживают на генераторах равные напряжения  $U_{r1} = U_{r2}$ , то, следовательно,

$$x_{r1} \cdot I_{p1} = x_{r2} \cdot I_{p2},$$

откуда

$$\frac{I_{p1}}{I_{p2}} = \frac{x_{r2}}{x_{r1}}.$$

Из последнего выражения следует, что суммарная реактивная нагрузка электростанции распределяется между параллельно работающими блоками генератор-трансформатор обратно пропорционально реактивным сопротивлениям блочных трансформаторов. Если параллельно работают одинаковые энергоблоки, то  $x_{r1} = x_{r2}$  и, следовательно,  $I_{p1} = I_{p2}$ , т. е. реактивная нагрузка распределяется между ними поровну.

Таким образом, при параллельной работе энергоблоков на общие шины высшего напряжения обеспечивается определенное распределение реактивной нагрузки между генераторами и дополнительных средств стабилизации не требуется, если АРВ генераторов имеют астатические характеристики.

### **6.3. Групповое управление возбуждением генераторов**

Рассмотренные устройства автоматического регулирования возбуждения поддерживают заданный режим работы, изменяя значение реактивной нагрузки генератора и напряжения на его шинах. Для того чтобы изменить режим, увеличить или уменьшить напряжение на шинах электростанции, необходимо изменить уставку АРВ. На современных крупных электростанциях с большим количеством генераторов эта задача усложняется, так как необходимо одновременно изменять уставки АРВ на многих генераторах. На полностью автоматизированных гидроэлектростанциях, работающих без постоянного оперативного персонала, для этой цели пришлось бы осуществлять телеуправление установочными реостатами или автотрансформаторами всех АРВ с диспетчерского пункта.

На рис. 6.7, *а* и *б* приведены две схемы управления возбуждением генераторов при наличии на каждом генераторе своего АРВ. В обеих схемах предусмотрено общее изменение уставки АРВ всех генераторов. В схеме на рис. 6.7, *а* уставки всех АРВ изменяются ключом управления SA одновременно с помощью одного электродвигателя М, с валом которого жестко связаны ползунки всех установочных реостатов R. Такие системы с механической связью установочных реостатов могут применяться, когда они расположены в непосредственной близости (например, на одной панели пульта). При этом должна быть предусмотрена возможность оперативного отделения установочного реостата АРВ каждого генератора от общего вала при отключении генератора от устройства группового управления.

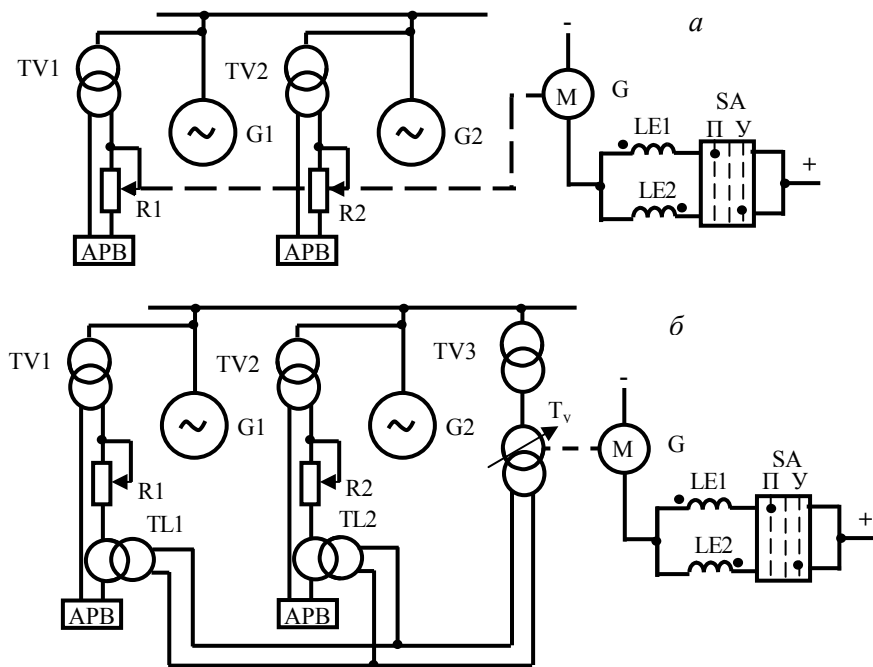


Рис. 6.7. Структурные схемы группового регулирования напряжения:  
*а* – с механической связью для одновременного изменения уставок АРВ;  
*б* – с вводом дополнительного напряжения для одновременного изменения уставок АРВ

Для облегчения работы оперативного персонала и повышения качества регулирования, а также для полной автоматизации гидроэлектростанций используются устройства группового управления возбуждением генераторов.

Устройства группового управления возбуждением должны обеспечивать автоматическое распределение реактивной нагрузки между генераторами и поддержание напряжения на шинах электростанции или в другой точке энергосистемы согласно заданному режиму работы.

На рис. 6.7, б приведена схема, в которой изменение уставок АРВ производится введением в цепь их измерительных органов дополнительного напряжения от трансформаторов последовательного регулирования ТЛ. На первичные обмотки ТЛ подается напряжение от общего установочного трансформатора  $T_y$ . Изменяя напряжение на выходе  $T_y$ , можно одновременно изменять напряжение на всех ТЛ, а следовательно, и уставки АРВ всех генераторов. В этой схеме также должна быть предусмотрена возможность отключения любого ТЛ от  $T_y$  с переходом на индивидуальное управление возбуждением данного генератора. Недостатком устройства группового управления по схеме рис. 6.7, б является возможность резкого изменения возбуждения всех генераторов при внезапном отключении источника питания первичной обмотки  $T_y$  или при обрыве общих цепей от  $T_y$  к ТЛ.

#### **6.4. Автоматическое распределение реактивных нагрузок**

Выше было показано, что для равномерного распределения реактивной нагрузки между генераторами, работающими параллельно на общие шины, АРВ должны иметь статические характеристики. При параллельной работе энергоблоков на общие шины высшего напряжения равномерное распределение реактивных нагрузок обеспечивается за счет естественного статизма энергоблоков благодаря падению напряжения в реактивных сопротивлениях трансформаторов. Однако даже у однотипных энергоблоков имеются различные отклонения от типовых характеристик генераторов, трансформаторов и систем возбуждения. Все это нарушает равномерность распределения реактивной нагрузки и требует применения специальных устройств для ее принудительного распределения. Наибольшее распространение получили устройства уравнивания, которые производят распределение суммарной реактивной нагрузки электростанции по среднему значе-

нию. Устройства выполняются по принципу контроля *реактивной мощности или тока статора, напряжения или тока ротора*.

На рис. 6.8 приведена структурная схема устройства уравнивания на принципе контроля реактивной мощности (или тока статора). От датчика реактивной мощности ДРН на потенциометр R подается выпрямленное напряжение, пропорциональное реактивной нагрузке генератора. Если напряжения, снимаемые с потенциометров устройств всех генераторов, равны, ток в цепях уравнивания между шинами Ш1 и Ш2 отсутствует. При возникновении неравенства реактивных нагрузок генераторов равенство напряжений, снимаемых с потенциометров, нарушается и в цепях уравнивания появляются токи, которые через исполнительные органы ИО воздействуют на изменение возбуждения генераторов до тех пор, пока не восстановится равенство их реактивных нагрузок.

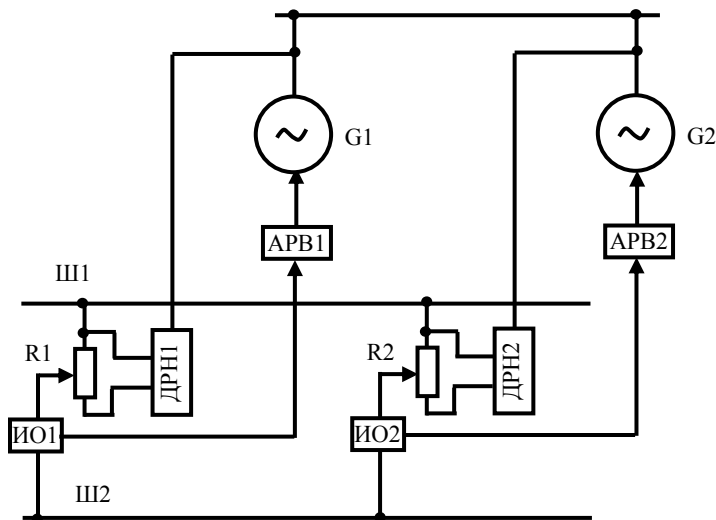


Рис. 6.8. Структурная схема устройства уравнивания реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами

### 6.5. Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов

Нормальная работа потребителей электроэнергии обеспечивается при определенном напряжении. Отклонение напряжения в ту или дру-

гую сторону приводит к снижению качества продукции, сокращению срока службы электротехнического оборудования, повышению его повреждаемости и т. п. Этим определяется необходимость поддерживать напряжение у потребителя на заданном уровне. Требуемые условия и экономичность всей системы электроснабжения наиболее полно обеспечиваются при автоматическом регулировании напряжения. При наличии на подстанциях и в трансформаторных пунктах трансформаторов, снабженных устройствами для регулирования под нагрузкой (УРПН), появляется возможность автоматически регулировать напряжение путем переключения числа витков одной из обмоток трансформатора без его отключения. Обычно переключающее устройство располагают на стороне высшего напряжения.

Трансформатор с УРПН поставляется заводами с автоматическим регулятором напряжения (АРНТ). Совместно с УРПН трансформатора АРНТ образует автоматическую систему регулирования коэффициента трансформации трансформатора. Основными характеристиками автоматической системы регулирования являются:

– *ступень регулирования*  $U_{ст}$  – напряжение между двумя ответвлениями обмотки, выраженное в процентах от ее номинального напряжения; в зависимости от типа трансформатора  $U_{ст} = 1,25–2,5 \%$ ;

– *зона нечувствительности*  $\Delta U_{нч}$  – некоторый диапазон изменения напряжений, при котором автоматический регулятор не срабатывает; зону нечувствительности выражают в процентах относительно номинального напряжения; для исключения излишних срабатываний регулятора зона нечувствительности должна быть больше ступени регулирования, т. е.  $\Delta U_{нч} > U_{ст}$ ;

– *точность регулирования* – показатель, характеризуемый изменением напряжения, равным половине зоны нечувствительности;

– *выдержка времени* – параметр, исключающий действие регулятора при кратковременных отклонениях напряжения;

– *уставка регулятора* – напряжение, которое должен поддерживать регулятор.

Процесс регулирования иллюстрируется графиками (рис. 6.9, а). Линией 3 обозначена уставка регулятора, а линиями 5 и 1 – границы зоны нечувствительности  $\Delta U_{нч}$ , определяющие значения напряжения, при которых регулятор приходит в действие. Как следует из графиков, требуемое значение напряжения (прямая 3) поддерживается



с точностью, равной  $\pm \Delta U_{\text{нч}}/2$ . В общем случае регулятор имеет коэффициент возврата, отличающийся от единицы.

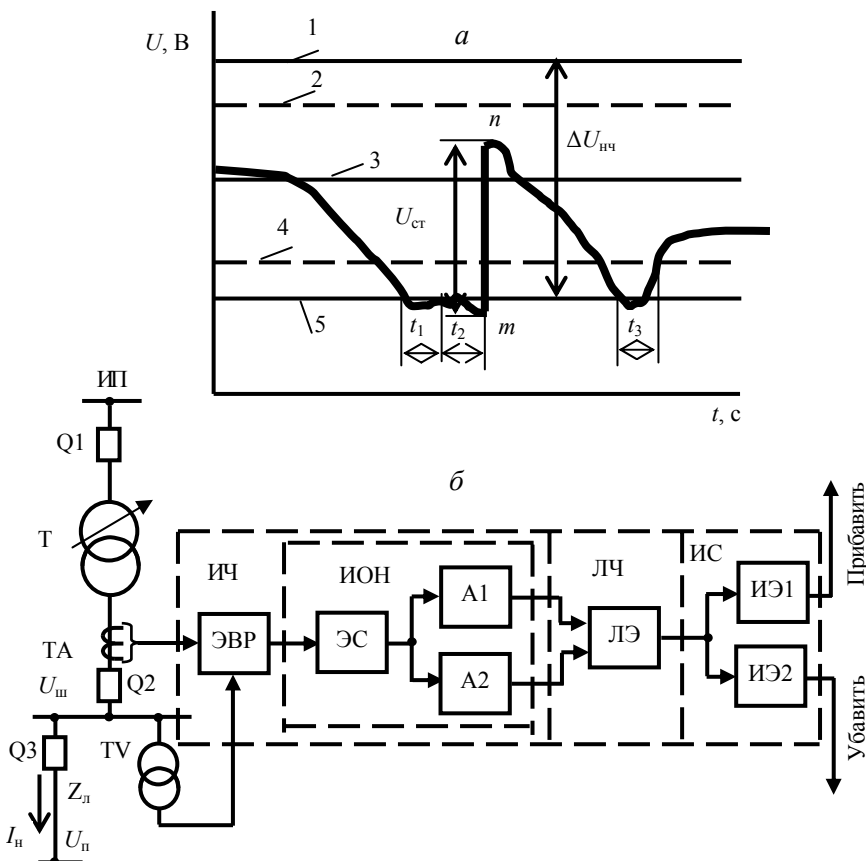


Рис. 6.9. Автоматическое регулирование коэффициента трансформации трансформатора

На рис. 6.9, *a* напряжения возврата изображены прерывистыми штриховыми линиями 4 и 2. Регулятор находится в состоянии после срабатывания до тех пор, пока напряжение на его входе находится за пределами зоны, ограниченной напряжениями возврата. Переключение ответвлений происходит, если время отклонения напряжения за пределы зоны нечувствительности превышает выдержку времени

регулятора  $t_1$  и время действия приводного механизма  $t_2$  вместе взятых. При этом график напряжения из точки  $m$  скачкообразно переходит в точку  $n$ , т. е. напряжение увеличивается на ступень регулирования  $U_{ст}$ . При втором срабатывании регулятора переключения не происходит, так как время отклонения напряжения  $t_3 < t_1 + t_2$ .

Очевидно, что увеличение зоны, определяемой разностью напряжений срабатывания (линии 5 и 1) и возврата (линии 4 и 2) регулятора, т. е. снижение коэффициента возврата, приводит к снижению точности автоматического регулирования напряжения.

Наряду с устройствами АРНТ, поставляемыми заводами комплектно с трансформаторами, в ряде энергосистем эксплуатируются регуляторы, изготовленные собственными лабораториями. Несмотря на разнообразие выполнения, регуляторы напряжения могут быть представлены единой функциональной схемой, содержащей три функциональные части (рис. 6.9, б) – измерительную (ИЧ), логическую (ЛЧ) и исполнительную (ИС).

Характерным элементом измерительной части является элемент встречного регулирования ЭВР, обеспечивающий статическую характеристику регулятора. Это необходимо для поддержания напряжения у потребителя  $U_n$  на заданном уровне независимо от тока нагрузки  $I_n$ . Напряжение у потребителя

$$U_n = \underline{U}_n - I_n Z_{л},$$

поэтому с увеличением  $I_n Z_{л}$  необходимо увеличивать и напряжение на шинах  $U_{ш}$  подстанции так, чтобы напряжение  $U_n$  оставалось постоянным. Поэтому элемент встречного регулирования, представляющий собой устройство установки статизма, выполнен по схеме токовой компенсации, с помощью которой имитируется падение напряжения  $I_n Z_{л} \sim I_{н2} Z_{тк}$ . Схема токовой компенсации подключается к трансформаторам тока ТА так, что увеличение тока  $I_n$  регулятор воспринимает как понижение напряжения на шинах и действует в сторону его повышения.

Измерительный орган напряжения ИОН содержит элемент сравнения напряжения ЭС и усилители А1 и А2 с релейной характеристикой. Элемент сравнения сравнивает напряжение

$$U_{вк} = U_{ш2} - I_{н2} Z_{тк}$$

с заданным напряжением. В зависимости от знака отклонения напряжения он воздействует на соответствующий релейный усилитель А1 или А2. Измерительный орган выполняют по-разному. В простейшем случае для этого используют два электромагнитных реле напряжения: минимальное и максимальное. В регуляторах используются измерительные органы, составной частью которых является схема сравнения абсолютных значений двух электрических величин: напряжения на входе измерительного органа и эталонного напряжения.

Логическая часть содержит элемент выдержки времени ЛЭ и элементы ИЛИ, И. Выдержка времени необходима для исключения действия регулятора при кратковременных изменениях напряжения. Уставку по времени выбирают такой, чтобы обеспечить качественное регулирование напряжения при минимально возможном количестве переключений в сутки. В зависимости от графика изменения напряжения на подстанции уставка по времени принимается в пределах  $t_1 = 1-5$  мин. Элементы ИЛИ, И выполняют соответствующие логические операции, обеспечивающие функционирование регулятора в целом.

Исполнительная часть содержит элементы, которые при срабатывании создают воздействие на привод переключателя ответвлений. Регулятор действует так, что при повышении напряжения он вызывает переключение УРПН на понижение напряжения, а при понижении напряжения срабатывает элемент, вызывающий переключение УРПН на повышение напряжения.

## 7. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 7.1. Устройства противоаварийной автоматики трансформаторов

#### *7.1.1. Автоматическое включение резервного трансформатора*

Устройства АВР широко применяются не только для автоматических включений резервных линий, но и трансформаторов. Схемы подстанций обычно выполняются так, что при наличии двух (и более) трансформаторов шины низшего напряжения секционируются. Каждый трансформатор подключается к соответствующей секции шин. В нормальном режиме секционный выключатель Q4 отключен (рис. 7.1, а). В такой схеме при аварийном отключении одного из трансформаторов, например Т1, электроснабжение потребителей сохраняется благодаря автоматическому включению секционного выключателя устройством АВР. Схемы устройств АВР и расчет их уставок выполняются в соответствии с положениями, изложенными выше. Как указывалось, из-за остаточного напряжения на шинах, поддерживаемого синхронными электродвигателями и компенсаторами, минимальный пусковой орган напряжения действует с замедлением, достигающим 1 с и выше. На трансформаторах замедление можно устранить, если между их выключателями предусмотреть взаимную связь, обеспечивающую немедленное отключение выключателя Q1 и пуск УАВР при отключении выключателя Q2 (рис. 7.1, а). Однако при этом в случае короткого замыкания на линии (точка К) не исключается замедленное действие устройства АВР.

Для устранения замедления можно использовать защиту от потери питания, содержащую реле понижения частоты KF и реле направления мощности KW1, KW2. Реле включается на междуфазное напряжение и ток отстающей фазы так, чтобы при направлении мощности от источника питания к потребителю контакты реле были замкнуты. В этом случае пусковой орган не должен срабатывать (рис. 7.1, б-г). Устройство реагирует на снижение частоты и изменение направления активной мощности или ее исчезновение. При этом контакты реле мощности размыкаются, а контакт реле частоты

замыкается и происходит запуск реле времени КТ. Выдержка времени КТ принимается 0,3–0,5 с. По истечении этого времени промежуточное реле КЛЗ срабатывает и отключает выключатель Q1 и электродвигатели, не подлежащие самозапуску. Уставка срабатывания реле частоты принимается равной 48–48,5 Гц. После снижения частоты напряжение подается на обмотки реле мощности. Этим облегчается режим работы контактов реле и уменьшается нагрузка на трансформатор напряжения TV. Для большинства самозапускающихся синхронных электродвигателей допустимо повторное включение, если напряжение на их выводах в момент включения не превышает  $U_{\text{ост}} = (0,5–0,6)U_{\text{ном}}$ , поэтому секционный выключатель Q4 должен включаться после снижения напряжения на резервируемой секции шин до указанного значения. Для этого устройство АВР должно осуществлять контроль напряжения на секции шин, потерявшей питание.

В ряде конкретных случаев рассмотренный пусковой орган УАВР оказывается недостаточно быстродействующим, что приводит к расстройству технологического процесса предприятия. С целью повышения быстродействия УАВР рекомендуется, например, выполнить пусковой орган устройства, основанный на контроле угла между векторами напряжений рабочего и резервного источников питания. В нормальном режиме этот угол в схемах не превышает 10–15°. При повреждении на линии в связи с торможением электродвигателей угол между вектором остаточного напряжения на секции шин, подключенной к поврежденной линии, и вектором напряжения резервной секции шин увеличивается. Это обстоятельство используется для выполнения пускового органа. При наличии на питающей линии устройства АПВ действие УАВР необходимо согласовывать с действием УАПВ. Согласование может привести к значительному увеличению времени восстановления питания.

Автоматическое повторное включение трансформатора рассмотрено в разделе 1.5.

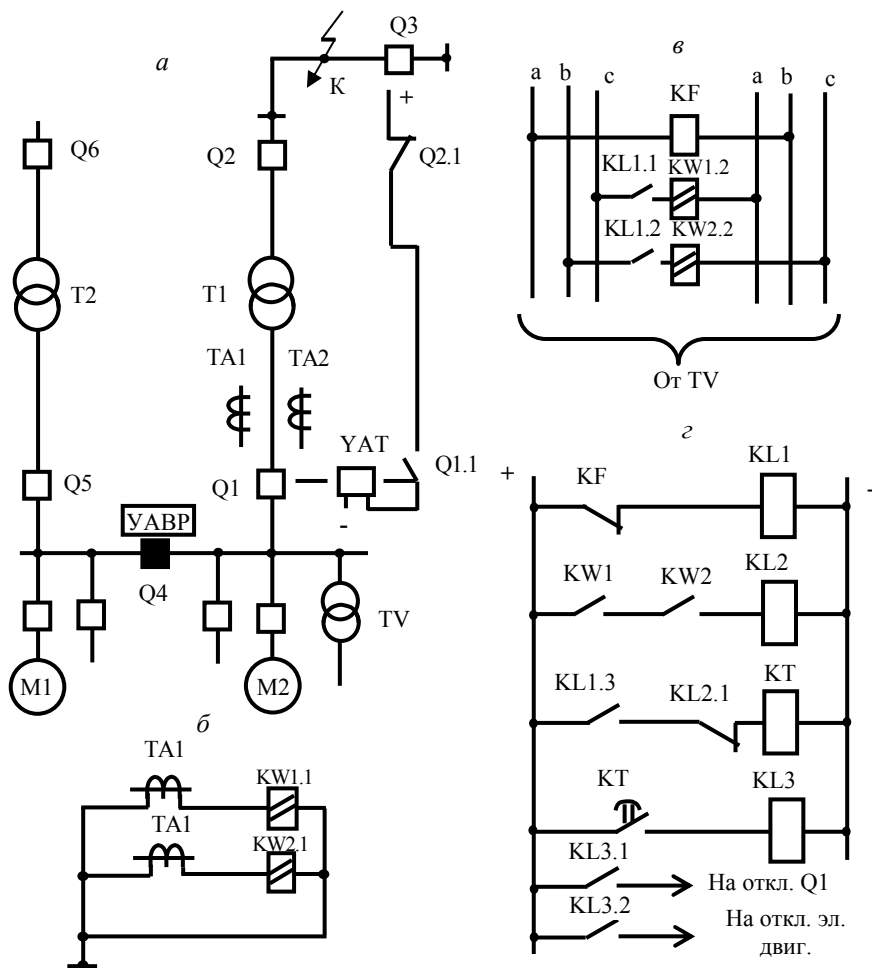


Рис. 7.1. Автоматическое включение резервного трансформатора

### 7.1.2. Автоматическая аварийная разгрузка трансформаторов

Действие устройства аварийной разгрузки аналогично действию защиты от перегрузки. При этом вместо обычного реле времени используется многопозиционное реле, имеющее несколько контактов и позволяющее изменять выдержку времени до 10 мин и более. При

действии автоматики потребители отключаются очередями. Выдержка времени первой очереди принимается равной 5–10 мин. Если перегрузка трансформатора при этом не устраняется, то пусковой орган остается в состоянии после срабатывания и автоматика продолжает отключать потребителей других очередей с выдержкой времени на  $\Delta t = 30$  с большей предыдущей. При определении отключаемой нагрузки исходят из того, чтобы оставшийся под нагрузкой трансформатор мог работать в течение 1,5–2 ч. За это время обслуживающий персонал принимает меры по разгрузке трансформатора. Ток срабатывания пускового органа принимают

$$I_{\text{ср}} = (1,3-1,4) I_{\text{т.ном.}}$$

Следует отметить, что устройство автоматической разгрузки принципиально правильнее выполнять не по току перегрузки, а в зависимости от температуры обмоток, например температурно-токовыми реле.

## **7.2. Автоматические устройства управления режимами работы трансформаторов**

### *Автоматическое отключение и включение трансформатора для уменьшения потерь энергии*

В процессе эксплуатации нагрузка параллельно работающих трансформаторов не остается постоянной. При ее снижении может оказаться целесообразным один из трансформаторов отключить, а при восстановлении нагрузки включить снова. Это обусловлено необходимостью достижения минимальных потерь электроэнергии в трансформаторах. Отключать и включать трансформатор можно автоматически.

На рис. 7.2 показана схема устройства автоматики с пусковым органом тока, состоящим из минимального КА1 и максимального реле тока КА2. Реле включены на сумму токов

$$I_{\text{р}} = I_{21} + I_{2II}$$

параллельно работающих трансформаторов (рис. 7.2, а).

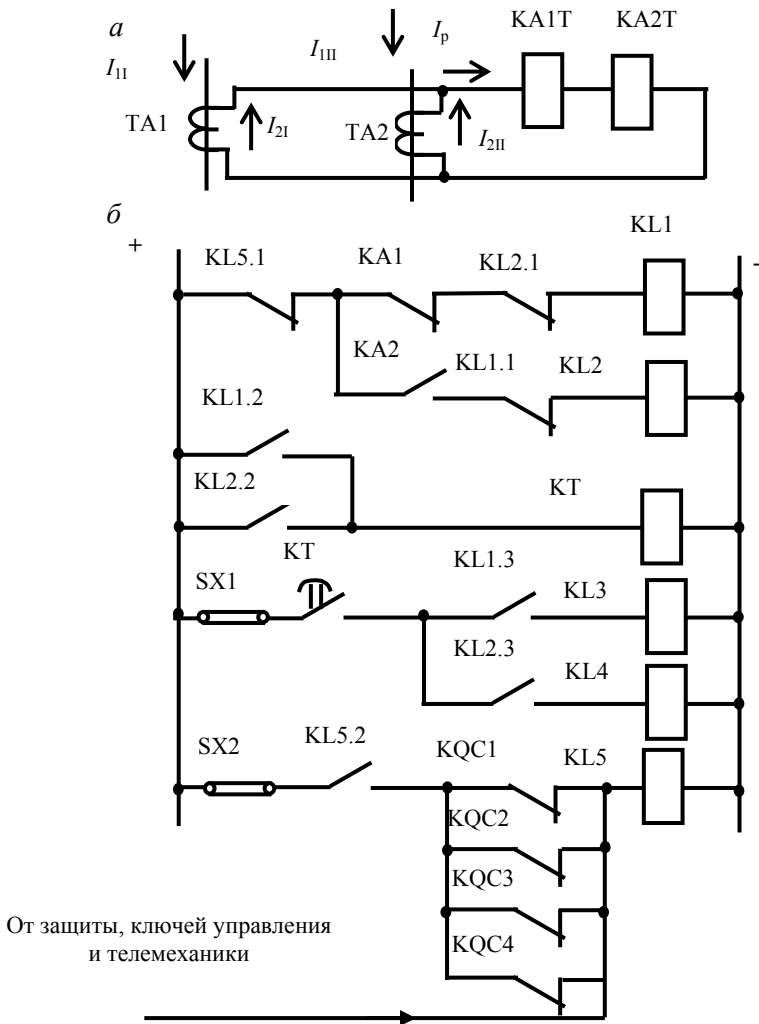


Рис. 7.2. Схема устройства автоматического отключения и включения трансформатора

При полной загрузке трансформаторов оба реле держат соответствующие контакты К1, КА2 разомкнутыми. Снижение нагрузки до некоторого критического по экономичности режима работы трансформаторов значения  $I_{кр} = (0,6-0,8)I_{т.ном}$  вызывает срабатывание ми-



нимального реле тока КА1 и его контакт КА1 замыкает цепь обмотки промежуточного реле KL1 (рис. 7.2, б). При срабатывании это реле контактом KL1.1 разрывает цепь питания обмотки реле KL2, контактом KL1.2 приводит в действие реле времени КТ и контактом KL1.3 подготавливает цепь на отключение выключателей одного из трансформаторов. По истечении заданной выдержки времени замыкается контакт КТ реле времени в цепи обмотки промежуточного реле KL3, которое, срабатывая, отключает трансформатор. При нагрузке выше критической срабатывает максимальное реле тока КА2 и приходят в действие реле KL2, КТ и KL4, при этом трансформатор включается. В схеме автоматики цепи реле KL1 и KL2 взаимосвязаны так, что возможное одновременное действие автоматики на отключение и на включение исключается.

С помощью реле KL5 устройство выводится из работы при отключении любого из выключателей трансформаторов ключом управления, средствами телемеханики или релейной защитой. При этом цепь обмотки реле KL5 замыкается контактами реле КQC.1–КQC.4 (реле КQC.1–КQC.4 фиксируют включенное положение выключателей трансформаторов). Устройство вводится в действие только при включении всех четырех выключателей.

Токи срабатывания пускового органа определяются из следующих соотношений:

$$I_{c,p1} = I_{кр} / k_{отс} k_1;$$

$$I_{c,p2} = k_{отс} I_{кр} / k_1,$$

где  $k_{отс} = 1,05-1,1$ .

В пусковом органе схемы автоматики необходимо использовать реле с высоким коэффициентом возврата  $k_{в2} = 0,9-0,95$  максимального и  $k_{в1} = 1,1-1,05$  минимального реле соответственно. Для исключения одновременного срабатывания реле КА1 и КА2 необходимо, чтобы выполнялись следующие условия:

$$I_{c,p1} \leq I_{в,p2} \quad \text{и} \quad I_{в,p1} \leq I_{c,p2}.$$

Выдержка времени реле КТ принимается равной 3–5 мин. Возможны и другие принципы выполнения устройства отключения и

включения трансформатора, например, в соответствии с заданной программой, разработанной на основе графика нагрузки.

В эксплуатации трансформаторы обычно работают отдельно, каждый на определенную секцию шин. В нормальном режиме секционный выключатель отключен (см. рис. 7.1, а). Он включается устройством АВР при аварийном отключении одного из трансформаторов. Однако с точки зрения уменьшения потерь в трансформаторах может оказаться целесообразным оставить в работе только один трансформатор в нормальном режиме. Поэтому действие рассмотренной автоматики отключения и включения трансформаторов необходимо согласовывать с действием устройства АВР. При этом обеспечивается следующая последовательность переключений: при снижении нагрузки и отключении одного из трансформаторов сначала включается секционный выключатель Q4, а затем последовательно отключаются выключатели Q1 и Q2 со стороны низшего и высшего напряжения трансформатора; при увеличении нагрузки сначала включается выключатель Q2 со стороны высшего напряжения, а затем выключатель Q1 со стороны низшего напряжения трансформатора, после этого отключается секционный выключатель Q4.

Для такого согласованного действия и определения необходимости переключений трансформаторов нужно измерять две величины: суммарный ток трансформаторов и ток нагрузки одной из секций. После отключения единственного работающего трансформатора устройство АВР должно включить другой трансформатор. При работе двух трансформаторов и аварийном отключении одного из них устройство АВР действует на включение секционного выключателя.

## 8. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИКИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

### 8.1. Устройства автоматики асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ

К устройствам автоматики электродвигателей напряжением выше 1 кВ относятся устройства АПВ и АВР электродвигателей. Устройство АПВ электродвигателей рассмотрено в разделе 1.7.

#### *Устройство АВР*

На рис. 8.1 показана схема УАВР, выполненная применительно к установке с двумя электродвигателями, подключаемыми к источникам питания выключателями с пружинно-грузовым приводом.

Схема управления каждого из трех электродвигателей выполняется в соответствии с рис. 8.1, б. В этой схеме натяжение пружин привода осуществляется только перед включением выключателя. При этом исключаются длительное пребывание пружин в заведенном состоянии и возможность самопроизвольного включения выключателя. Любой из двух электродвигателей может быть рабочим или резервным. Это устанавливается избирательным ключом управления SA1, положения которого на рис. 8.1, б обозначены как Р (резерв), М (местное управление) и Д (дистанционное управление). Ключ SA2 служит для дистанционного управления пуском и остановом электродвигателя, а кнопочные выключатели SB1 и SB2 – для местного управления. Реле КСС осуществляет пуск электродвигателя при действии устройства АВР. Рабочий электродвигатель должен иметь дистанционное и местное управление, а резервный – пуск только от устройства АВР и дистанционное и местное управления остановом. Для достижения этого в схеме рабочего электродвигателя ключ SA1 находится в положении Д, а ключ SA2 – в нейтральном положении (после включения). При этом замкнуты контакты SA1.2, SA1.4 и SA2.3. В схеме резервного электродвигателя ключ SA1 находится в положении Р, а ключ SA2 – в нейтральном положении (после отключения). Замкнутыми оказываются контакты SA1.3 и SA1.4. Как в той, так и в другой схеме (рис. 8.1, б) все реле не возбуждены.



В общих цепях УАВР (см. рис. 8.1, *a*) возбуждено реле КВ запрета автоматики, обеспечивающее однократность действия УАВР. Его контактом КВ подготавливается цепь обмотки реле включения резерва КСС. При аварийном отключении рабочего электродвигателя в цепях его управления замыкается цепь несоответствия, образованная контактом SA2.3 ключа SA2 и вспомогательным контактом выключателя Q1.5 в цепи обмотки реле KQT1. Реле KQT1 срабатывает и контактом KQT1.1 размыкает цепь автоматического пуска электродвигателя. В общих цепях схемы УАВР (см. рис. 8.1, *a*) реле контактом KQT1.3 размыкает цепь обмотки реле блокировки КВ и контактом KQT1.4 замыкает цепь обмотки реле включения резерва КСС. Реле КСС срабатывает и замыкает контакты КСС в цепях управления всех электродвигателей. Однако при этом замкнутой оказывается только цепь обмотки реле KL1 в схеме резервного электродвигателя (контакт SA1.3 ключа SA1 и контакты реле КСС1 и KQT1.1), которое после срабатывания самоудерживается контактом KL1.1 и контактом KL1.2 подает напряжение на электродвигатель М, заводящий пружины привода выключателя резервного электродвигателя. По окончании завода пружин конечный выключатель Q1.4 отключает электродвигатель М, вспомогательный контакт готовности привода Q1.6 замыкает цепь электромагнита включения УАС и выключатель резервного электродвигателя включается. При этом самоудерживание реле KL1 прекращается (размыкается контакт Q1.1). Промежуточное реле KL2 действует в случае дистанционного отключения электродвигателя.

Все электродвигатели имеют защиту от перегрузки, выполненную на переменном оперативном токе (реле тока с зависимой характеристикой, контакт КТ которого и указательное реле КН показаны на рис. 8.1, *б*). Защита от коротких замыканий и понижения напряжения выполняется с помощью реле прямого действия, встроенных в приводы выключателей (на рис. 8.1 не показаны).

## **8.2. Особенности автоматики синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ**

Устройства противоаварийной автоматики (УАПВ и УАВР) синхронных электродвигателей работают в несколько иных условиях, чем аналогичные устройства асинхронных электродвигателей. При действии УАПВ и УАВР происходит несинхронное включение синх-

ронных электродвигателей, сопровождающееся токами, которые могут значительно превышать пусковой ток. Поэтому перед включением электродвигателя производится частичное гашение его поля с тем, чтобы напряжение на его выводах  $U_d$  не превышало  $(0,5-0,6) U_{ном}$ . Если расчеты показывают, что кратности тока и момента при несинхронном включении не превышают допустимых значений, то устройства АПВ и АВР могут включать электродвигатель при полном возбуждении. Действия устройств АПВ и АВР согласуются с действием защиты от потери питания.

### **8.3. Минимальная защита напряжения и автоматика асинхронных электродвигателей напряжением до 1 кВ**

Минимальная защита напряжения может быть осуществлена, если электродвигатель включается в сеть через контактор или магнитный пускатель. При этом в ряде случаев дополнительное реле не требуется, так как схема управления аппаратом уже содержит элементы минимальной защиты напряжения. Исчезновение или снижение напряжения на обмотке магнитного пускателя приводит к его отключению. При восстановлении напряжения магнитный пускатель автоматически включиться не может.

Если в цепях управления используется ключ SA с фиксированными положениями (рис. 8.2, *а*) или цепи управления подключаются к независимому источнику питания (рис. 8.2, *б*), то для минимальной защиты напряжения применяется реле напряжения KV. Реле напряжения KV может размыкать цепь удерживающей обмотки КМ контактора при напряжении  $U = (0,25-0,7) U_{ном}$  (в зависимости от типа реле и его уставки), причем в схеме рис. 8.2, *а* контактор после восстановления напряжения автоматически включается, производя автоматическое повторное включение электродвигателя.

Для ответственных электродвигателей схемы управления, защиты и автоматики обычно выполняются так, что повторное включение контактора или пускателя обеспечивается лишь при восстановлении напряжения в течение заданного времени. В схеме, показанной на рис. 8.2, *в*, выдержку времени создает реле KL, имеющее замедление на возврат. Недостаток этой схемы состоит в том, что при оперативном отключении электродвигатель отключается не сразу после

нажатия на кнопочный выключатель SB2; длительность нажатия должна быть больше выдержки времени, создаваемой реле KL.

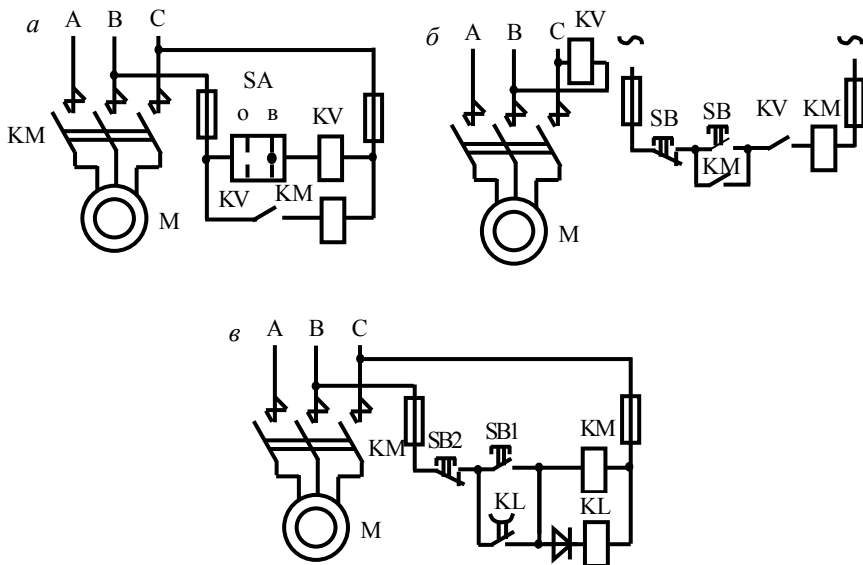


Рис. 8.2. Минимальная защита напряжения электродвигателей напряжением до 1 кВ

Некоторые из рассмотренных схем минимальной защиты напряжения одновременно выполняют функции устройств АПВ, так как допускают повторное включение электродвигателей при восстановлении напряжения, поэтому такие схемы часто называют схемами АПВ электродвигателей. Схему, показанную на рис. 8.2, а, можно назвать схемой АПВ постоянного действия, а схему, приведенную на рис. 8.2, в, – схемой АПВ с действием в течение заданного времени. Устройство АПВ постоянного действия включает электродвигатель при подключении его к сети через контактор с защелкой, однако функций минимальной защиты напряжения такой контактор не выполняет. Приведенные схемы не исчерпывают всего многообразия устройств АПВ, применяемых на промышленных предприятиях. Если по условиям технологического процесса требуется автоматическое включение резервного электродвигателя, то схему АВР также выполняют на контакторах или магнитных пускателях.

Для примера на рис. 8.3 показана комбинированная схема АПВ-АВР электродвигателей низкого напряжения.

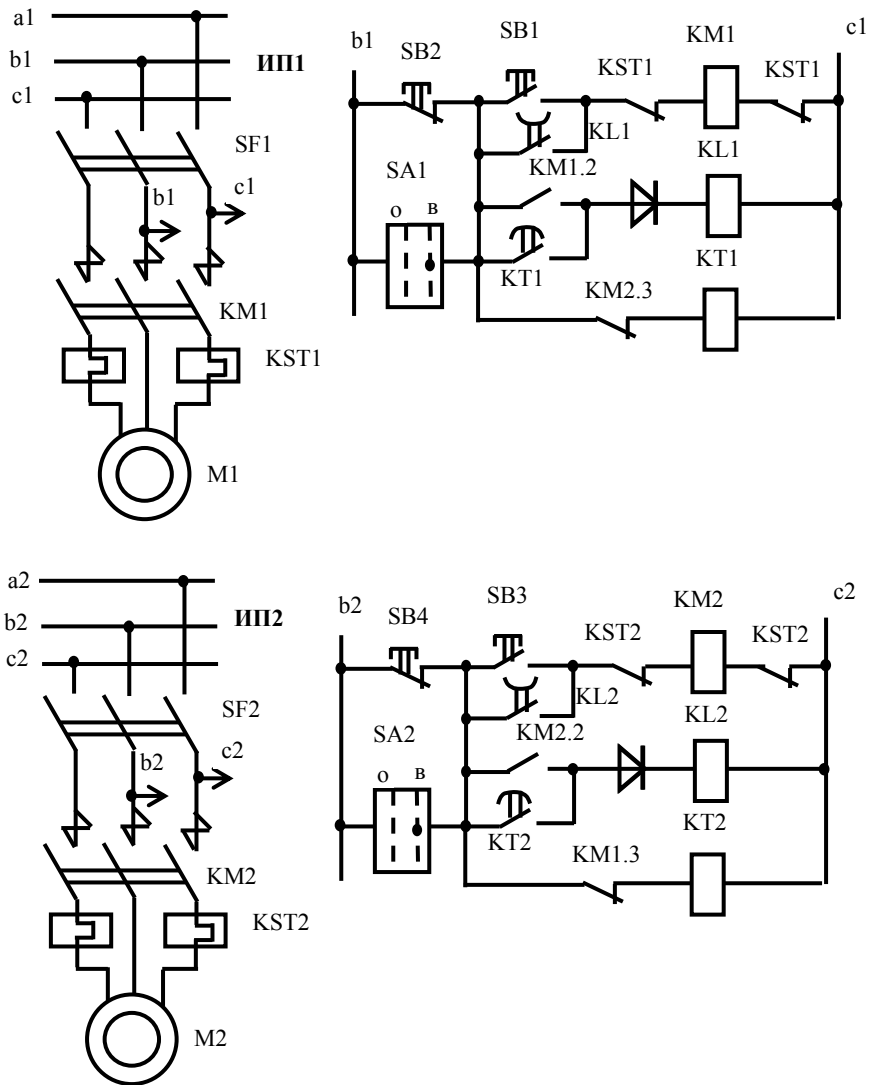


Рис. 8.3. Комбинированная схема устройства АПВ-АВР электродвигателей напряжением до 1 кВ



Взаимно резервируемые электродвигатели М1 и М2 присоединены к разным источникам питания ИП1 и ИП2 через магнитные пускатели КМ1 и КМ2, схемы управления которыми подключены, например, к фазам В и С источников питания ( $b_1, c_1$  и  $b_2, c_2$ ). Для выбора рабочего и резервного электродвигателей служат ключи SA.

Если, например, электродвигатель М1 является рабочим (контакт SA1 разомкнут, а SA2 – замкнут), а М2 – резервным, то после исчезновения напряжения источника питания ИП1 магнитный пускатель КМ1 отключает электродвигатель М1. При этом одновременно начинают отсчет времени реле KL1 с задержкой на отпускание якоря (реле, разрешающее АПВ) и реле КТ2 (реле, осуществляющее АВР). Выдержка времени реле KL1  $t_1 = 1,3$  с, а реле КТ2 –  $t_2 \approx 2$  с. В зависимости от того, на какое время нарушилось электроснабжение (менее 1,3 с или более), происходит АПВ электродвигателя М1 или АВР электродвигателя М2. При АВР схема действует в следующем порядке: замыкается контакт КТ2, срабатывает реле KL2, контактом KL2 подается питание на обмотку магнитного пускателя КМ2 и он включает резервный электродвигатель М2.

Если электродвигатель М1 отключается защитой (автоматическим выключателем SF1 или электротепловыми реле KST1), то происходит только АВР электродвигателя М2.

## 9. АВТОМАТИКА СПЕЦИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

### 9.1. Устройства автоматического регулирования напряжения конденсаторных батарей

Автоматическое регулирование напряжения имеет *одноступенчатое* исполнение, при автоматическом включении (отключении) всей конденсаторной установки, или *многоступенчатое*, когда включаются (отключаются) отдельные батареи или единичные конденсаторы.

Автоматическое регулирование напряжения может осуществляться в функции *напряжения, тока нагрузки, значения или знака реактивной мощности, времени суток* (программное управление с помощью контактных электрических часов).

Одноступенчатое регулирование напряжения в связи с включением (отключением) всей установки имеет большие зоны нечувствительности и допускает значительные отклонения напряжения, что в ряде случаев нежелательно. При одноступенчатом автоматическом регулировании напряжения на шинах 0,38 кВ может применяться схема, приведенная на рис. 9.1, на которой показаны элементы защиты конденсаторной установки (предохранители F1, F2 и автоматический выключатель SF1). Регулирование осуществляется в функции напряжения, поэтому схема содержит максимальное реле напряжения KV1 и минимальное реле напряжения KV2. Реле KV1 срабатывает при повышении напряжения на шинах 0,38 кВ, а реле KV2 – при его снижении. Чтобы автоматика не действовала при кратковременных колебаниях напряжения, управляющие воздействия на контактор КМ, подключающий конденсаторную установку к шинам, подаются контактами реле времени КТ1 и КТ2 через 15 с после срабатывания соответствующего реле напряжения. В эксплуатации имеются и другие схемы управления конденсаторной установкой в функции напряжения. Однако некоторые из них имеют ряд существенных недостатков.

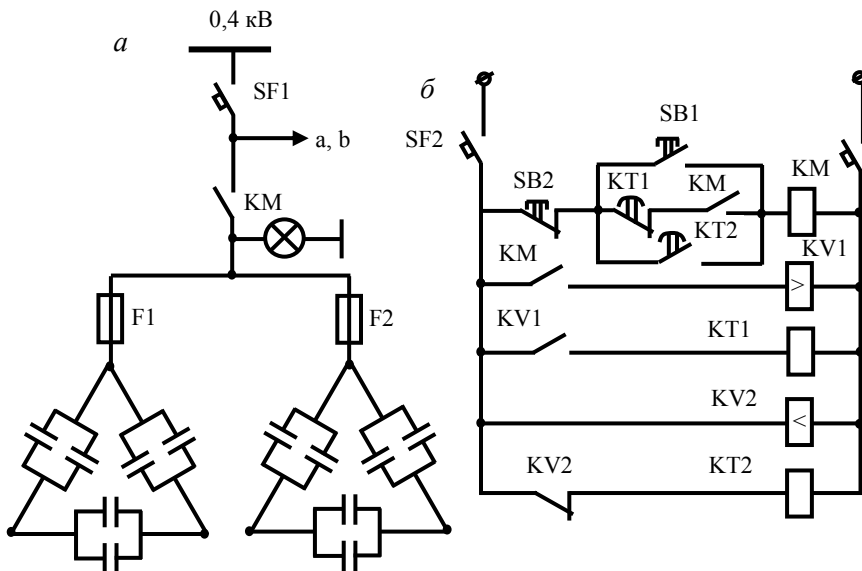


Рис. 9.1. Схема одноступенчатого управления конденсаторной установкой в функции напряжения

На рис. 9.2 показана схема защиты и одноступенчатого регулирования напряжения в функции времени конденсаторной установки высокого напряжения (рис. 9.2, а). Контакты электрических часов РТ, замыкаясь на  $\Delta t = 15$  с, включают одно из двух реле времени, КТ1 или КТ2 (в зависимости от положения выключателя Q и его вспомогательных контактов Q.3 и Q4), рис. 9.2, в.

При отключенном выключателе работает реле КТ1 и после выдержки времени  $t_1 = 9-10$  с контактом КТ1 воздействует на электромагнит YAC включения выключателя Q. После включения выключателя и переключения его вспомогательных контактов начинает работать реле времени КТ2, имеющее выдержку времени  $t_{с.КТ2} = t_{с.КТ1}$ . Сумма выдержек времени двух реле выбрана больше времени замкнутого состояния контактов РТ, поэтому реле времени КТ2 не успевает доработать и конденсаторная установка остается подключенной к шинам до момента очередного замыкания контактов РТ, приводящего к ее отключению. Конденсаторная установка имеет общую защиту от коротких замыканий и перегрузки. Защита выполнена по-

средством комбинированных реле KAT1 и KAT2. Для защиты от повышения напряжения использованы реле KV и KT3. При срабатывании защит промежуточное реле KL самоудерживается (контактом KL.3) и разрывает цепь включения выключателя (контактом KL.1). Самоудерживание снимается кнопочным выключателем SB. Источником переменного оперативного тока служит трансформатор собственных нужд подстанции с конденсаторной установкой.

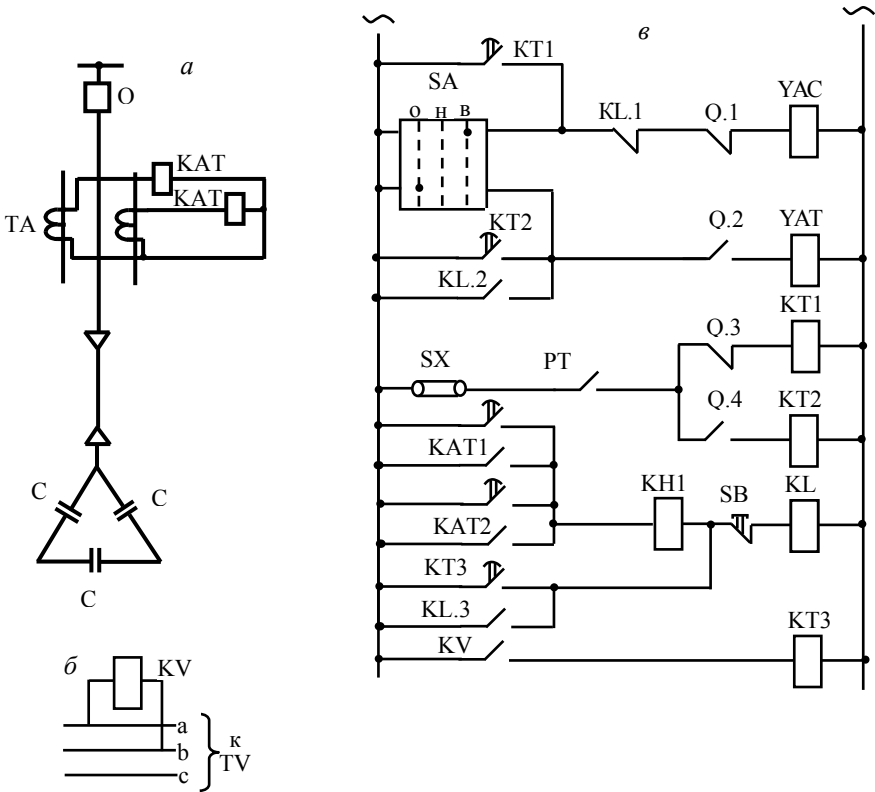


Рис. 9.2. Схема одноступенчатого управления конденсаторной установкой в функции времени

Также имеются схемы управления в функции абсолютного значения или знака реактивной мощности и разработано устройство, в котором измерительный орган выполнен на основе элемента Холла.

## 9.2. Устройства автоматики полупроводниковых преобразовательных агрегатов

Для повышения надежности электроснабжения потребителей постоянного тока используются устройства АПВ и АВР. На одноагрегатных выпрямительных установках находит применение общее УАПВ всего агрегата или УАПВ автоматических выключателей на стороне выпрямленного напряжения. В установках с числом агрегатов более одного вместо агрегатных УАПВ применяется одно общее устройство АВР.

При питании выпрямительной установки от двух источников (линий напряжением не более 10 кВ или трансформаторов 110/10 кВ) в распределительном устройстве переменного тока применяется двойная или одиночная секционированная система шин, а выпрямительные агрегаты разбиваются на две группы, подключаемые к разным шинам. В этом случае можно выполнить устройство АВР, действующее на включение шиносоединительного (или секционного) выключателя при отключении одного из источников переменного тока. Однако эффективность действия этого устройства АВР снижается, если на стороне постоянного тока все агрегаты работают на общую нагрузку. Действительно, при отключении одного из источников питания нагрузка выпрямительных агрегатов, питаемых от второго источника, возрастает и они могут быть отключены защитой до момента действия АВР. Включение шиносоединительного (секционного) выключателя не приводит к восстановлению нормального питания, а вызывает лишь отключение второй половины агрегатов. Следовательно, рассматриваемое устройство АВР повышает надежность электроснабжения лишь в тех случаях, когда агрегаты способны нести аварийную перегрузку в течение времени срабатывания устройства АВР.

## Список использованных источников

1. Овчаренко, Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем / Н. И. Овчаренко, А. Ф. Дьяков. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 503 с.
2. Овчаренко, Н. И. Элементы автоматических устройств энергосистем : учебник для вузов : в 2 кн. / Н. И. Овчаренко. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – Кн. 1. – 3-е изд., перераб. и доп. – 256 с.
3. Андреев, В. Ф. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебник для вузов по специальности «Электроснабжение» / В. Ф. Андреев. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1991. – 496 с.
4. Дорогунцев, В. Г. Элементы автоматических устройств энергосистем : учебное пособие для вузов / В. Г. Дорогунцев, Н. И. Овчаренко. – М., 1970. – 520 с.
5. Автоматика для электроэнергетических систем : учебное пособие для вузов / О. П. Алексеев [и др.] ; под ред. В. Л. Козиса и Н. И. Овчаренко. – М., 1981. – 479 с.

Учебное издание

**ГЛИНСКИЙ** Евгений Владимирович  
**БУЛОЙЧИК** Елена Васильевна  
**САПОЖНИКОВА** Анна Георгиевна

## **ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ И РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА**

Конспект лекций  
для студентов энергетических специальностей

Редактор *Т. Н. Микулик*  
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 27.09.2013. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 7,79. Уч.-изд. л. 6,09. Тираж 100. Заказ 617.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.