

1 Автоматическое повторное включение

1.1 Назначение и область применения АПВ

Автоматическое повторное включение выключателей является одним из основных средств повышения надежности работы энергосистем и бесперебойности питания потребителей.

Опыт эксплуатации сетей высокого напряжения показал, что значительная часть коротких замыканий (КЗ), вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении линий релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми. Доля неустойчивых повреждений весьма высока и составляет 50 – 90 %.

Если КЗ самоустранилось, то линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

При устойчивом повреждении повторно включенная линия будет вновь отключена релейной защитой. Поэтому повторные включения линий при устойчивых повреждениях принято называть неуспешными.

Эффективность действия АПВ определяется не только числом удачных повторных включений, но и количеством потребителей, у которых при этом не нарушается нормальная работа.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [1], применение устройств АПВ обязательно на воздушных и смешанных (кабельно – воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ.

Устройствами АПВ оснащаются шины станций и подстанций, все одиночно работающие трансформаторы мощностью более 1 МВ·А на подстанциях энергосистем, имеющие выключатель и максимальную токовую защиту с питающей стороны, когда отключение трансформатора приводит к обесточению электроустановок потребителей, а так же ответственные электродвигатели, отключаемые для обеспечения самозапуска других электродвигателей. Устройства АПВ должны также предусматриваться на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях [1].

АПВ весьма эффективно при ложных и неселективных действиях релейной защиты, при ошибочных действиях персонала, при

нарушениях оперативных цепей, вызывающих «самопроизвольное» отключение выключателей. Применение АПВ позволяет в ряде случаев применить упрощенные схемы релейной защиты и ускорить отключение КЗ.

1.2 Классификация устройств АПВ и основные требования к ним

В эксплуатации получили применение следующие виды АПВ:

- трехфазные, осуществляющие включение трех фаз выключателя после их отключения релейной защитой;
- однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной релейной защитой при однофазном КЗ;
- комбинированные, которые осуществляют включение трех фаз при междуфазных повреждениях или одной фазы при однофазных коротких замыканиях.

Классификация устройств АПВ может быть выполнена по следующим признакам:

- по числу циклов включения (кратности действия). В эксплуатации получили применение АПВ однократного действия и АПВ многократного действия;
- по способу воздействия на привод выключателя. Различают механические, встроенные в пружинный или грузовой привод выключателя, и электрические, осуществляющие воздействие на электромагнит включения выключателя с выдержкой времени;
- по виду включаемого оборудования. Различают АПВ линий, АПВ шин, АПВ трансформаторов, АПВ электродвигателей.

Несмотря на большое разнообразие существующих в настоящее время схем АПВ, определяемое конкретными условиями их установки и эксплуатации, все они должны удовлетворять следующим основным требованиям [2]:

1) устройства АПВ должны приводиться в действие при всех возможных аварийных отключениях выключателя находящегося в работе, т.е. при возникновении несоответствия между положением ключа управления и выключателя;

2) устройства АПВ не должны приводиться в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в тех случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу после его включения персоналом, поскольку повреждения в этом случае обычно бывают устойчивыми;

3) схемы АПВ должны предусматривать возможность запрета действия АПВ при срабатывании отдельных защит (например, газовой

или дифференциальной защит трансформатора, действующих при внутренних повреждениях), а также при действии ряда устройств противоаварийной автоматики (автоматическая частотная разгрузка, автоматика отделения местных электростанций);

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

5) время действия АПВ должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановление нормального режима работы;

6) длительность включающего импульса от устройства АПВ должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

7) схемы АПВ должны обеспечивать автоматический возврат в исходное положение готовности к новому действию после включения в работу выключателя.

1.3 Принцип действия электрического однократного АПВ

В эксплуатации в настоящее время распространены электромеханические реле повторного включения однократного действия типа РПВ-58 и двукратного действия типа РПВ-258. Принципиальная схема АПВ однократного действия для линии с масляным выключателем, оснащенный электромагнитным приводом, приведена на рисунке 1.1 [2]. В комплектное устройство РПВ – 58 входят: реле времени КТ1 с добавочным резистором R1 для обеспечения термической стойкости реле; промежуточное реле KL1 с двумя обмотками, параллельной и последовательной; конденсатор С, обеспечивающий однократность действия АПВ; зарядный резистор R2 и разрядный резистор R3.

Дистанционное управление выключателем в рассматриваемой схеме производится ключом управления SA, у которого предусмотрена фиксация положения последней операции, и таким образом после операции включения ключ остается в положении включено (B2), а после операции отключения – в положении отключено (O2). Когда выключатель включен и ключ управления SA находится в положении B2, к конденсатору С подводится «плюс» оперативного тока через контакты ключа 1–2, а «минус» – через зарядный резистор R2. При этом конденсатор С заряжен и схема АПВ находится в состоянии готовности к действию.

При включенном выключателе реле положения отключено КQT, осуществляющее контроль исправности цепи включения, током не обтекает, и контакт его в цепи пуска АПВ разомкнут. Пуск АПВ происходит при отключении выключателя под действием релейной

защиты или самопроизвольном в результате возникновения несоответствия между положением ключа SA, которое не изменилось, и положением выключателя, который теперь отключен.

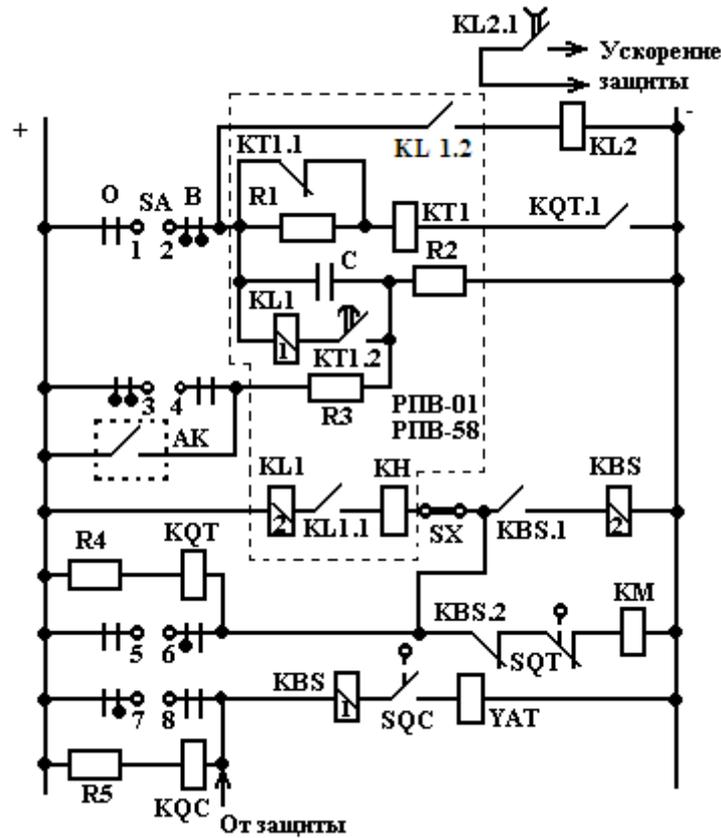


Рисунок 1.1 – Схема электрического АПВ однократного действия масляного выключателя

Несоответствие положений ключа управления и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа 1–2 на схему АПВ по – прежнему подается «плюс» оперативного тока, а ранее разомкнутый блок – контакт выключателя SQT переключается и замыкает цепь обмотки реле положения отключено KQT, которое срабатывая, подает «минус» оперативного тока на обмотку реле времени KT1.

При срабатывании реле времени размыкается его мгновенный размыкающий контакт KT1.1, вводя в цепь обмотки реле резистор R1, что приводит к повышению термической стойкости реле при длительном протекании тока. По истечении установленной выдержки времени реле KT1 замыкает контакт KT1.2 и подключает параллельную обмотку 1 реле KL1 к конденсатору С. Реле KL1 срабатывает от тока разряда конденсатора и, самоудерживаясь через вторую обмотку, включенную последовательно с обмоткой контактора KM, подает

импульс на включение выключателя. Благодаря использованию у реле KL1 последовательной обмотки, обмотка 2, обеспечивается необходимая длительность импульса для надежного включения выключателя, поскольку параллельная обмотка, обмотка 1, этого реле обтекается током кратковременно при разряде конденсатора. Выключатель включается, размыкается его вспомогательный контакт SQТ и возвращаются в исходное положение реле KQT, KL1 и КТ1.

Если повреждение на линии было неустойчивым, то линия остается в работе. После размыкания контакта реле времени КТ1.2 конденсатор С начнет заряжаться через зарядный резистор R2. Сопротивление этого резистора выбирается таким, чтобы время заряда составило 20–25 с. Таким образом, спустя указанное время схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию.

Если повреждение было устойчивым, то выключатель, включившись, вновь отключится защитой и вновь сработают реле KQT и КТ1. Реле KL1, однако, при этом второй раз работать не будет, так как конденсатор С был разряжен при первом действии АПВ и зарядиться еще не успел. Таким образом, рассмотренная схема обеспечивает однократность действия при устойчивом КЗ на линии.

При оперативном отключении выключателя ключом управления SA несоответствия между положением ключа управления и выключателя не возникает и АПВ не действует, так как одновременно с подачей импульса на отключение выключателя контактами ключа 7–8, через еще замкнутые контакты ключа управления 1–2 и замкнувшиеся контакты 3–4 конденсатор С разряжается через резистор R3. Поэтому срабатывает только реле KQT, а реле КТ1 и KL1 не сработают.

Для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое КЗ, что может иметь место в случае залипания контактов реле KL1 в замкнутом состоянии, в схеме управления устанавливается специальное промежуточное реле KBS типа РП–232 с двумя обмотками: рабочей последовательной 1 и удерживающей параллельной 2. Реле KBS срабатывает при прохождении тока по катушке электромагнита отключения YAT и удерживается в сработанном положении до снятия команды на включение. При этом цепь обмотки контактора KM разомкнута размыкающим контактом KBS.2, чем и предотвращается включение выключателя.

1.4 Автоматическое повторное включение воздушных и элегазовых выключателей

Схемы АПВ, устанавливаемые на воздушных и элегазовых выключателях, имеют особенности, обусловленные спецификой конструкций и работы этих выключателей. Нормальная работа воздушного или элегазового выключателя возможна только при условии, что сжатый воздух или элегаз в его резервуарах находится под определенным давлением. Эта особенность требует осуществления контроля давления сжатого воздуха и элегаза и блокировки цепей управления при снижении давления до недопустимо низкого значения. Контроль давления сжатого воздуха или элегаза и блокировка цепей управления выключателя производятся с помощью электроконтактных манометров, настроенных на соответствующие уставки.

На рисунке 1.2 приведена схема АПВ однократного действия для присоединений с воздушным выключателем.

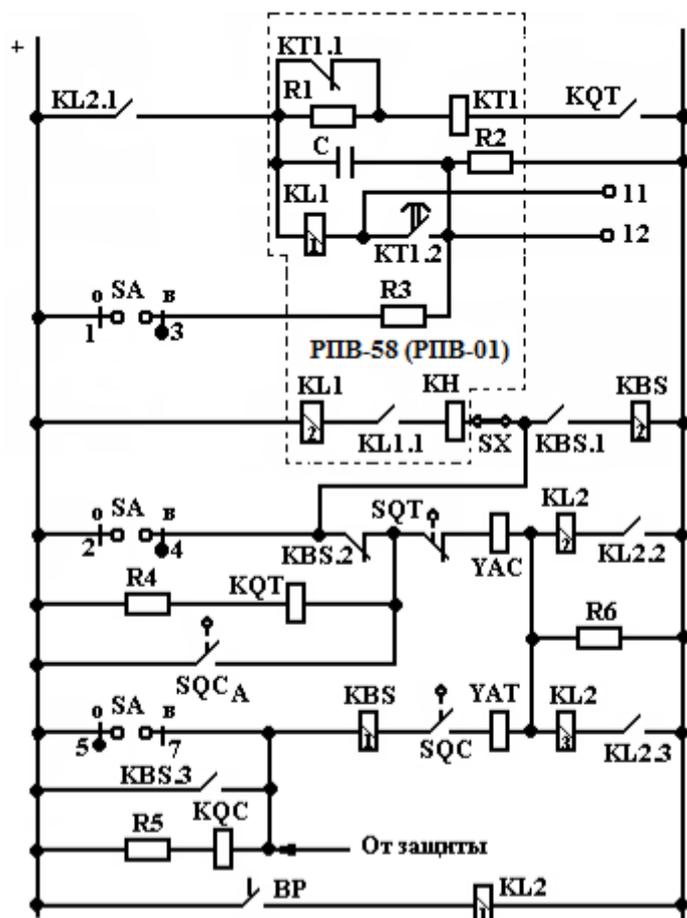


Рисунок 1.2 – Схема АПВ воздушного выключателя

Пуск схемы, осуществляется контактом реле положения отключено КQТ, подающим «минус» на обмотку реле времени КТ1

комплекта РПВ – 58. Цепь пуска АПВ контролируется также контактом KL2.1 реле KL2 – повторителя положения контакта манометра ВР, который срабатывает при давлении 1,6 МПа и выше, разрешая действовать АПВ.

Контакты KL2.2 и KL2.3 реле KL2 включены также в цепях катушек включения УАС и отключения УАТ электромагнитов выключателя, предотвращая действие выключателя при давлении ниже 1,6 МПа. Поскольку давление воздуха в резервуарах выключателя понижается при включении выключателя незначительно, включение выключателя при давлении 1,6 МПа допустимо. В случае включения выключателя на устойчивое КЗ он будет отключен релейной защитой, так как минимально допустимое давление для отключения составляет 1,6 МПа.

Для предотвращения действия АПВ в случае дистанционного включения на КЗ одновременно с подачей импульса на включение осуществляется разряд конденсатора С устройства РПВ – 58 через резистор R3 с помощью замыкающего контакта ключа управления 1–3.

Промежуточное реле KL2 кроме обмотки напряжения имеет две токовые обмотки, включенные последовательно с электромагнитами включения и отключения. Наличие этих обмоток обеспечивает завершение процесса включения или отключения выключателя в случае размыкания при этом контактов манометра ВР. Параллельно последовательным обмоткам 2 и 3 реле KL2, типа РП–233, включен резистор R6, который позволяет осуществлять контроль исправности цепей электромагнитов включения УАС и отключения УАТ при разомкнутом положении контактов KL2.2 и KL2.3, которое имеет место при снижении давления ниже 1,6 МПа. Если после отключения выключателя давление воздуха в резервуарах упадет, ниже 1,6 МПа, реле KL2 разомкнет свой контакт KL2.1, не разрешая работать реле времени АПВ. После того как давление восстановится, осуществится пуск АПВ и, спустя выдержку времени, установленную на реле КТ1, произойдет включение выключателя. Поэтому рассмотренную схему АПВ, называют схемой с ожиданием восстановления давления.

Как показывает опыт эксплуатации, после отключения воздушного выключателя в течение времени около 1 с в воздушной системе происходят резкие колебания давления, вследствие чего контакты манометра вибрируют, то размыкая, то замыкая цепь, что может привести к отказу АПВ. Поэтому выдержку времени в рассмотренной схеме АПВ устанавливают больше 1 с.

Для обеспечения надежного включения выключателя при подаче импульса от ключа управления SA в схеме управления предусмотрен подхват включающего импульса через замыкающий контакт электромагнита включения SQC_A. В остальном рассмотренная схема АПВ работает так же, как и схема АПВ для масляного выключателя.

В настоящее время в электроустановках вместо реле однократного включения РПВ-58 и реле двукратного включения РПВ-258 используются микросхемные реле повторного включения РПВ-01 и РПВ-02 [3, 4].

Двукратное АПВ применяется, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевой сети, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

1.5 Ускорение действия релейной защиты при наличии АПВ

Повторное включение выключателя линии, не имеющей быстродействующей защиты, на устойчивое короткое замыкание существенно утяжеляет послеаварийный режим работы энергосистемы. При этом увеличиваются размеры повреждения оборудования и ущерб потребителю по сравнению со случаями АПВ на линиях, оснащенных быстродействующими защитами. Поэтому получило широкое распространение ускорение действия защит при АПВ. В настоящее время используются два основных вида ускорения действия релейной защиты: после АПВ и до АПВ. Обязательным условием для АПВ почти всех типов является ускорение действия релейной защиты после АПВ. Объясняется это стремлением уменьшить размеры повреждений и продолжительность ненормального режима при неуспешном АПВ. Ускорением действия релейной защиты называется автоматическое снижение ее выдержки времени.

Принципиальная схема ускорения действия релейной защиты после АПВ приведена на рисунке 1.3. Цепь ускоренного действия нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения KL2.1 (рисунок 1.1), которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7–1 с [2].

Поэтому, если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз действует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт KL2.1 и мгновенный контакт реле времени КТ1. В качестве реле ускорения обычно используется реле типа РП – 252. Данный способ запуска реле KL2 применяется в том случае, когда

ускорение защиты производится только при автоматическом повторном включении, т. е. при действии АПВ.

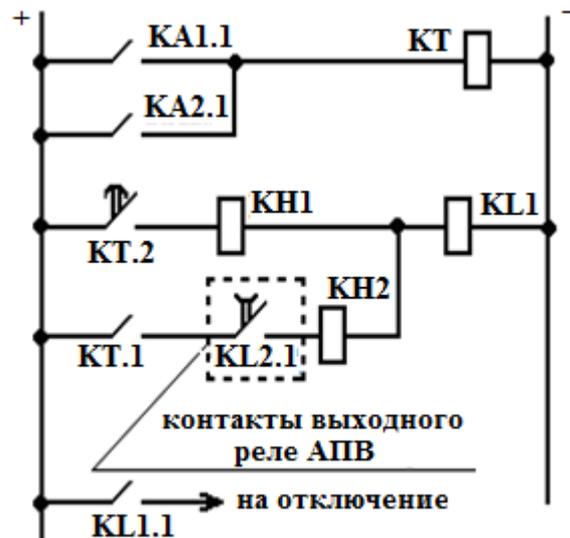


Рисунок 1.3 – Схема ускорения релейной защиты после АПВ

Ускорение защиты до АПВ уменьшает размеры повреждений, влияние КЗ на остальные потребители при успешном АПВ и, в то же время, обеспечивает селективную ликвидацию повреждений. В сети, приведенной на рисунке 1.4 максимальная токовая защита АК1 по условию селективности должна иметь выдержку времени большую, чем максимальные токовые защиты АК2 и АК3. Для быстрого

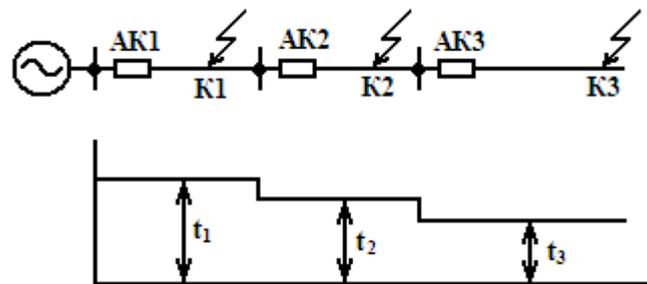


Рисунок 1.4 – Участок сети с односторонним питанием

отключения повреждений на линии W1 без применения сложных защит используется ускорение максимальной защиты АК1 до АПВ.

В случае КЗ на линии W1 срабатывает защита АК1 по цепи ускорения и отключает эту линию без выдержки времени. После АПВ, если повреждение устранилось, линия остается в работе; если же

повреждение оказалось устойчивым, линия вновь отключается, но уже с выдержкой времени.

При КЗ на линии W2 происходит неселективное отключение линии W1 защитой АК1 по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия W1 действием АПВ включается обратно. Если повреждение на линии W2 оказалось устойчивым, то эта линия отключается своей защитой АК2, а линия W1 остается в работе, так как после АПВ защита АК1 действует с нормальной выдержкой времени, селективной с выдержкой защиты АК2. Цепи ускорения защиты до АПВ выполняются аналогично цепям ускорения после АПВ. Пуск реле KL2 при ускорении защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле KL2 устройства РПВ – 58 (рисунок 1.1). Схема ускорения действия защиты до АПВ приведена на рисунке 1.5.

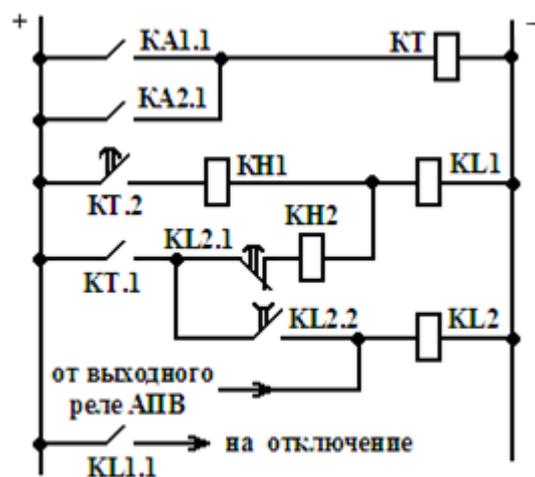


Рисунок 1.5 – Схема ускорения релейной защиты до АПВ

В схеме на рисунке 1.5 цепь ускорения будет замкнута до АПВ через размыкающий контакт KL2.1 и разомкнется при действии АПВ на включение выключателя. Реле KL2 при этом будет удерживаться в сработанном положении, при включении выключателя на устойчивое КЗ, через контакт KL2.2 до тех пор, пока не отключится КЗ и не разомкнутся контакты реле KT1 защиты АК1 линии W1.

1.6 Расчет уставок АПВ однократного действия для линий с односторонним питанием

Основными параметрами устройств АПВ, обеспечивающими их правильную работу, являются выдержки времени на повторное включение выключателя (время срабатывания) и время автоматического возврата схемы АПВ в исходное положение.

По условиям бесперебойности питания потребителей и надежности работы энергосистемы время срабатывания АПВ $t_{с, АПВ}$ желательно иметь минимальным.

Однако минимально возможное значение $t_{с, АПВ}$ ограничивается рядом факторов: напряжением сети, временем полного отключения места КЗ от источника питания, конструкцией привода выключателя, типом реле, входящих в схему АПВ, местом установки устройства АПВ (отапливаемое или неотапливаемое помещение) и т. д.

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется следующими условиями [2]:

1) время срабатывания АПВ должно быть больше времени полного отключения КЗ и времени деионизации среды в месте КЗ после полного его отключения. Время деионизации среды $t_{д,с}$ зависит от рабочего напряжения, значения и длительности существования тока КЗ, а также метеорологических условий в месте КЗ и для разных напряжений имеет следующий порядок: до 35 кВ – 0,08 с; 110 кВ – 0,17 с; 220 кВ – 0,32 с; 500 кВ – 0,35 с.

При расчете выдержки времени устройств АПВ следует учитывать разброс в выдержках времени Δt_p , используемых в схеме реле времени. Под разбросом Δt_p понимается разность между максимальным и минимальным временами работы реле при десяти измерениях на одной и той же уставке по шкале, при температуре окружающей среды + 20 °С и номинальном напряжении на реле.

В устройствах АПВ в большинстве случаев используется реле времени серии ЭВ в различных вариантах исполнения. Для этих реле со шкалой до 9 с разброс $\Delta t_p = 0,25с$, для реле со шкалой до 20 с разброс $\Delta t_p = 0,8с$ при работе реле в отапливаемом помещении с температурой + 15 ÷ +25⁰С. При колебаниях температуры окружающей среды в пределах – 20 ÷ +40⁰С разброс по времени увеличивается на ±50%, а действительная выдержка времени может отличаться на ±20% от выдержки времени, настроенной при температуре + 15 ÷ +25⁰С.

При расчете выдержки времени устройства АПВ на срабатывание, определяемой по условиям деионизации $t_{д,с}$, следует учитывать время включения выключателя $t_{в,в}$: пока выключатель не включился, ещё имеются условия для деионизации. Поэтому время

$t_{с,АПВ}$ может быть уменьшено на $t_{в,в}$. Время срабатывания устройства АПВ по условию $t_{с,АПВ} \geq t_{д,с}$ должно определяться по выражению

$$t_{с,АПВ} \geq k_{отс} \times (t_{д,с} - 0,9 \times t_{в,в} + k_p \times \Delta t_p), \quad (1.1)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий изменение выдержки времени реле ЭВ от температуры окружающей среды;

k_p – коэффициент, учитывающий увеличение Δt_p от температуры окружающей среды.

Для отапливаемых помещений $k_{отс} = k_p = 1$; для неотапливаемых помещений $k_{отс} = 1,25$, а $k_p = 1,5$;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше времени готовности привода выключателя $t_{г,п}$ к повторному включению после отключения. Время готовности привода у воздушных выключателей практически равно нулю, но у приводов масляных выключателей в зависимости от качества их регулировки, смазки и окружающей температуры имеет порядок 0,1–0,2 с, достигая 0,4 ÷ 0,5с при неблагоприятных условиях.

Время срабатывания устройства АПВ по условию $t_{с,АПВ} \geq t_{г,п}$ должно определяться по выражению

$$t_{с,АПВ} \geq k_{отс} \times (t_{г,п} + k_p \times \Delta t_p); \quad (1.2)$$

3) выдержка времени АПВ должна быть больше разности времени возврата в исходное положение реле защиты $t_{в,р}$ и времени включения выключателя $t_{в,в}$. Если это условие не выполняется, то при медленном возврате релейной защиты возможно её неправильное действие при неуспешном АПВ.

Время срабатывания устройства АПВ по этому условию должно определяться по выражению

$$t_{с,АПВ} \geq k_{отс} \times (t_{в,р} - 0,9 \times t_{в,в} + \Delta t_p). \quad (1.3)$$

С учетом изложенного выбор выдержки времени на срабатывание устройства АПВ должен производиться в следующей последовательности: устанавливается тип выключателя и привода; по заводским данным определяются $t_{в,в}$ и $t_{г,п}$, предварительно определяются, шкала реле времени, место установки АПВ. Далее по

полученным данным определяется $t_{c,АПВ}$ по выражениям (1.1) – (1.3). За расчетное значение $t_{c,АПВ}$ принимается наибольшее из полученных значений. Выдержка времени автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. При повторном включении на устойчивое короткое замыкание, возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от схемы АПВ, вновь отключится релейной защитой [2].

В схемах АПВ с комплектными устройствами типа РПВ – 58, в которых время возврата определяется временем заряда конденсатора, оно должно быть не меньше значения, определяемого по выражению:

$$t_{в,АПВ} \geq t_{р,з} + t_{о,в} + t_{зап}, \quad (1.4)$$

где $t_{р,з}$ – наибольшая выдержка времени релейной защиты;

$t_{о,в}$ – время отключения выключателя;

$t_{зап}$ – время запаса, равное $0,3 \div 0,5$ с.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ – 58 составляет 20 – 25 с и, как правило, удовлетворяет выражению (1.4). При необходимости время заряда конденсатора до напряжения, равного напряжению срабатывания реле KL1, может быть определено опытным путем или рассчитано по выражению

$$t_{зар} = R_2 \times C \times \ln \frac{U_{бат}}{U_{бат} - U_c}, \quad (1.5)$$

где R_2 – зарядное сопротивление устройства РПВ – 58;

C – емкость конденсатора устройства РПВ – 58;

$U_{бат}$ – напряжение аккумуляторной батареи;

U_c – напряжение на конденсаторе C , равное напряжению срабатывания промежуточного реле KL1 устройства РПВ – 58.

1.7 Трехфазное АПВ на линиях с двусторонним питанием

1.7.1 Общие сведения

На линиях с двусторонним питанием АПВ имеет следующие особенности:

- АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Поэтому при выборе выдержки времени АПВ необходимо учитывать третье условие, кроме ранее двух рассмотренных

$$t_{\text{АПВ}} = t_{p,32} - t_{p,31} + t_{\text{откл.2}} - t_{\text{откл.1}} + t_d - t_{\text{вкл.1}} + \Delta t, \quad (1.6)$$

где $t_{p,31}$ – наименьшая выдержка времени релейной защиты на том конце линии, где выбирается выдержка времени АПВ;

$t_{\text{откл.1}}, t_{\text{вкл.1}}$ – времена отключения и включения выключателя на том конце линии, где выбирается выдержка времени АПВ;

$t_{p,32}, t_{\text{откл.2}}$ – выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце линии;

t_d – время деионизации среды;

$\Delta t = 0,5 - 0,7 \text{ с}$ – время запаса, учитывающее погрешности реле времени АПВ и релейной защиты.

Если принять $t_{\text{откл.1}} = t_{\text{откл.2}}$, а $t_{p,31} = 0$, получим следующее выражение для определения выдержки времени АПВ

$$t_{\text{АПВ}} = t_{p,32} + t_d - t_{\text{вкл.1}} + \Delta t. \quad (1.7)$$

Выдержка времени АПВ для обоих концов линии принимается равной наибольшему из трех полученных значений. Успешное включение линии может сопровождаться большими толчками тока и активной мощности, поскольку по обоим концам отключившейся линии имеется напряжение. Если две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями, отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии, рисунок 1.6. В данном случае АПВ не будет сопровождаться большим толчком уравнивающего тока и поэтому возможно применение простых схем АПВ рассмотренных ранее.

В некоторых случаях простая схема АПВ, установленная с одного конца линии, дополняется устройством контроля наличия напряжения. Данное устройство обеспечивает однократное включение от схемы АПВ на устойчивое КЗ с той стороны, где отсутствует устройство контроля наличия напряжения на линии.

Если две электростанции или две части энергосистемы соединены между собой одной линией электропередач, рисунок 1.7, по которой передается активная мощность, каждое отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы.

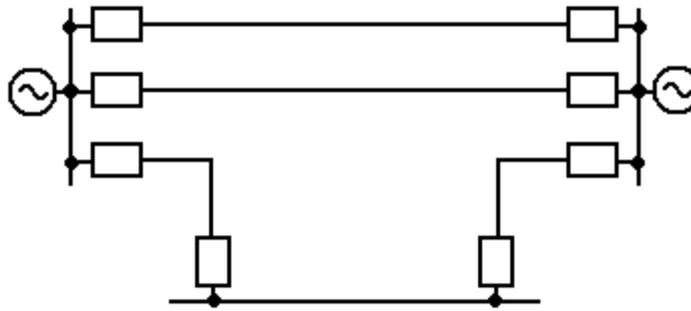


Рисунок 1.6 – Схема связи между электростанциями и частями энергосистемы тремя линиями

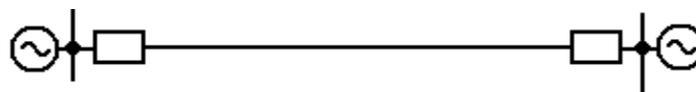


Рисунок 1.7 – Схема связи между электростанциями и частями энергосистемы одной линией

В данное время для линий с двухсторонним питанием используются следующие разновидности АПВ [2]:

- несинхронное АПВ;
- быстродействующее АПВ;
- АПВ с улавливанием синхронизма;
- АПВ с самосинхронизацией;
- АПВ линий с выделенной нагрузкой и др.

1.7.2 Несинхронное АПВ

Несинхронное АПВ (НАПВ) допускает включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности частот их напряжений. Схема НАПВ выполняется по выше рассмотренным схемам, без каких-либо блокировок. Для предотвращения включения на устойчивое КЗ с обоих концов линии, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы релейной защиты АПВ с одного из концов линии выполняется с контролем наличия напряжения на линии. Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также более или менее длительными качаниями.

НАПВ допустимо, если кратность периодической составляющей тока при включении не превышает следующих значений [2, 5]:

- для гидрогенераторов с успокоительными контурами и турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{НОМ}}} \leq \frac{0,625}{x_d''}; \quad (1.8)$$

- для гидрогенераторов без успокоительных контуров и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{НОМ}}} \leq 3; \quad (1.9)$$

- для синхронных компенсаторов

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{НОМ}}} \leq \frac{0,84}{x_d''}; \quad (1.10)$$

- для трансформаторов и автотрансформаторов

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{НОМ}}} \leq \frac{100}{u_K \%}; \quad (1.11)$$

где $I_{\text{НС}}$ – максимальный возможный ток несинхронного включения, определяемый по выражению

$$I_{\text{НС}} = \frac{U_c + E_G''}{x_{\Sigma}}; \quad (1.12)$$

где x_{Σ} – суммарное сопротивление между ЭДС генератора E_G'' и напряжением энергосистемы U_c .

При расчете НАПВ допускается принимать $U_c = E_G'' = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$

При расчете несинхронного включения необходимо исходить из такого режима, при котором по рассматриваемому оборудованию будет проходить наибольший ток. Преимуществами схем НАПВ являются простота и возможность применения на выключателях всех типов.

1.7.3 Быстродействующее АПВ

При отключении единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, рисунок 1.7, генераторы в одной из них начинают ускоряться, а в другой тормозиться. Вследствие этого будет увеличиваться угол между напряжениями по концам отключившейся линии. Принцип быстродействующего АПВ (БАПВ) заключается в том, чтобы после отключения выключателей включить их с обеих сторон повторно как можно быстрее, чтобы за время, называемое бестоковой паузой, угол между напряжениями не успел увеличиться значительно. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний. БАПВ применяется только на линиях оборудованных воздушными выключателями.

Для того чтобы БАПВ было успешным, должны соблюдаться условия

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + \Delta t \quad (1.13)$$

и

$$t_{\text{АПВ}} = t_{\text{р,з2}} - t_{\text{р,з1}} + t_{\text{откл.2}} - t_{\text{откл.1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл.1}} + \Delta t. \quad (1.14)$$

Успешное БАПВ возможно в том случае, если КЗ отключается с обеих сторон линии за время $0,1 \div 0,2$ с. Поэтому БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с двух ее концов. Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ. Пусковые цепи схемы БАПВ показаны на рисунке 1.8.

Пуск БАПВ осуществляется контактом реле положения «Включено» КQC.1. Реле КQC возвращается при подаче оперативного тока от релейных защит на катушку отключения выключателя. В цепи пускового промежуточного реле БАПВ KL9 включены также замыкающие контакты KLP2.1 реле, фиксирующего наличие давления в воздушной системе выключателя, и контакты, KL8.1 реле, фиксирующего факт срабатывания быстродействующей релейной защиты, указательное реле КН и ключ SA для вывода БАПВ из работы.

При срабатывании реле KL9 и замыкании контакта KL9.1 подается плюс оперативного тока на катушки реле времени КТ1 и промежуточного реле KL6. Реле KL6 имеет выдержку времени на

рисунке 1.9, устанавливается по обоим концам линии, при этом с одной стороны линии АПВ разрешается при отсутствии на линии напряжения (накладка SX2 включена), а с другой стороны – при наличии на линии напряжения и при синхронности встречных напряжений (накладка SX2 отключена).

Цикл АПВ происходит в следующей последовательности. После отключения линии сначала подействует схема АПВ с одной стороны, где контролируется отсутствие напряжения, и включит выключатель. При наличии на линии устойчивого повреждения выключатель отключится вновь. Устройство АПВ на другой стороне линии при этом действовать не будет.

Если же повреждение будет устранено, линия останется под напряжением и вступит в действие схема АПВ, установленная на другой стороне линии. Реле KSV, контролирующее наличие напряжения на линии, сработает и замкнет контакт KSV.2.

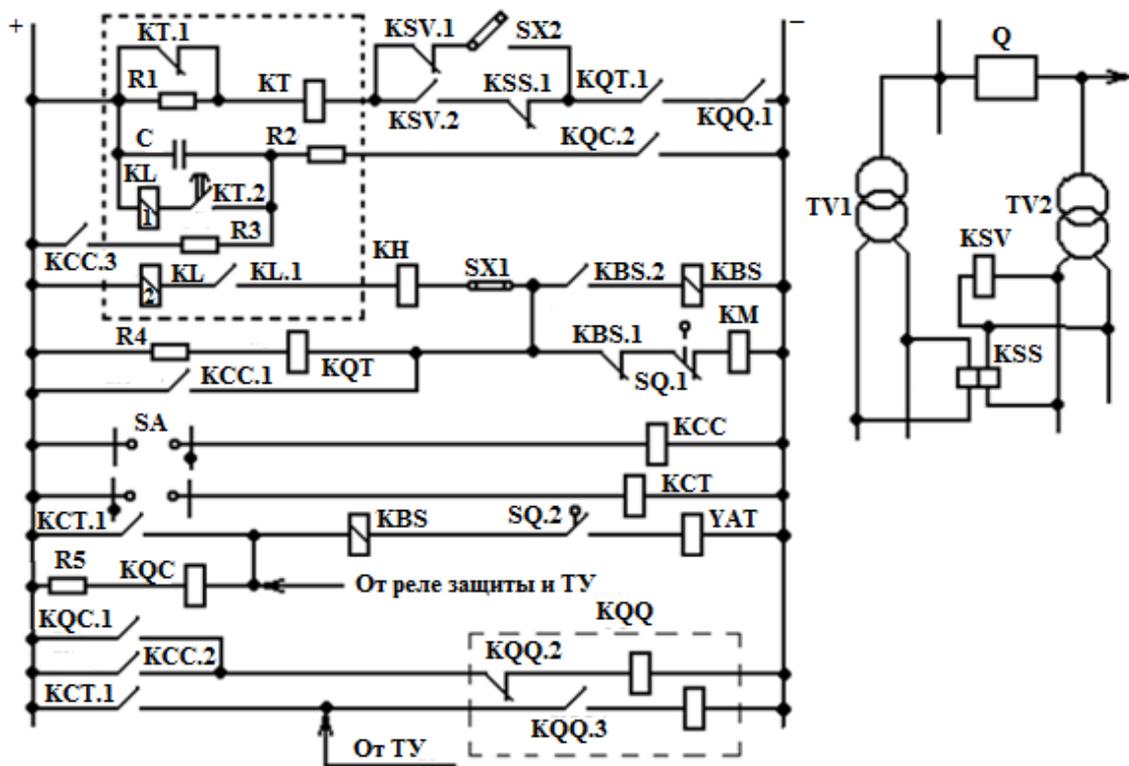


Рисунок 1.9 – Схема АПВОС

Если угол между напряжениями по концам линии невелик, реле контроля синхронизма KSS также замкнет контакт KSS.1, разрешая после истечения заданной выдержки времени включение выключателя, в результате чего линия будет замкнута с обоих концов.

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность частот недопустимо велика, схема АПВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы или пока разность частот будет так незначительна, что замыкание линии в транзит не повлечет за собой асинхронного хода, и не будет сопровождаться большим толчком тока.

1.8 Микроэлектронные реле повторного включения

1.8.1 Микроэлектронное реле повторного включения РПВ-01

Реле повторного включения РПВ-01 и РПВ-02 выполнены на интегральных микросхемах и имеют унифицированную конструкцию [3, 4]. Функциональная схема РПВ-01 представлена на рисунке 1.10. Реле РПВ-01 содержит:

- элемент формирования сигналов на включение выключателей без выдержки времени (БАПВ);
- элемент формирования сигналов на включение выключателей с выдержкой времени (АПВ);
- элемент подготовки к новому действию (ПД);
- элемент выдержки времени (ЭВ);
- элемент однократности действия (ЭОД);
- элемент управления (ЭУ) выходным электромагнитным реле KL2;
- элемент информации (ИЭ) о действии РПВ.

Для удовлетворения требований, предъявляемых к устройствам АПВ, на вход РПВ-01 поступают дискретные потенциальные сигналы от цепей управления выключателем через электромагнитные реле:

- при возникновении несоответствия между положением ключа управления и выключателя – сигнал пуска (СП), сформированный контактом реле KL1 элемента пуска ЭП;
- при оперативном отключении выключателя или отключении выключателя релейной защитой после включения его на КЗ персоналом – сигнал запрета СЗ, сформированный элементом запрета действия ЗД;
- при подготовке АПВ к новому действию, возврату в исходное состояние, - сигнал на разрешение подготовки к включению СРВ, сформированный элементом РВ.

Для исключения ложных действий устройства РПВ-01 при перерывах его питания предусмотрен элемент ЗП, на вход которого подается напряжение E_{Π} от источника оперативного тока. При его наличии устройство РПВ-01 готово к работе.

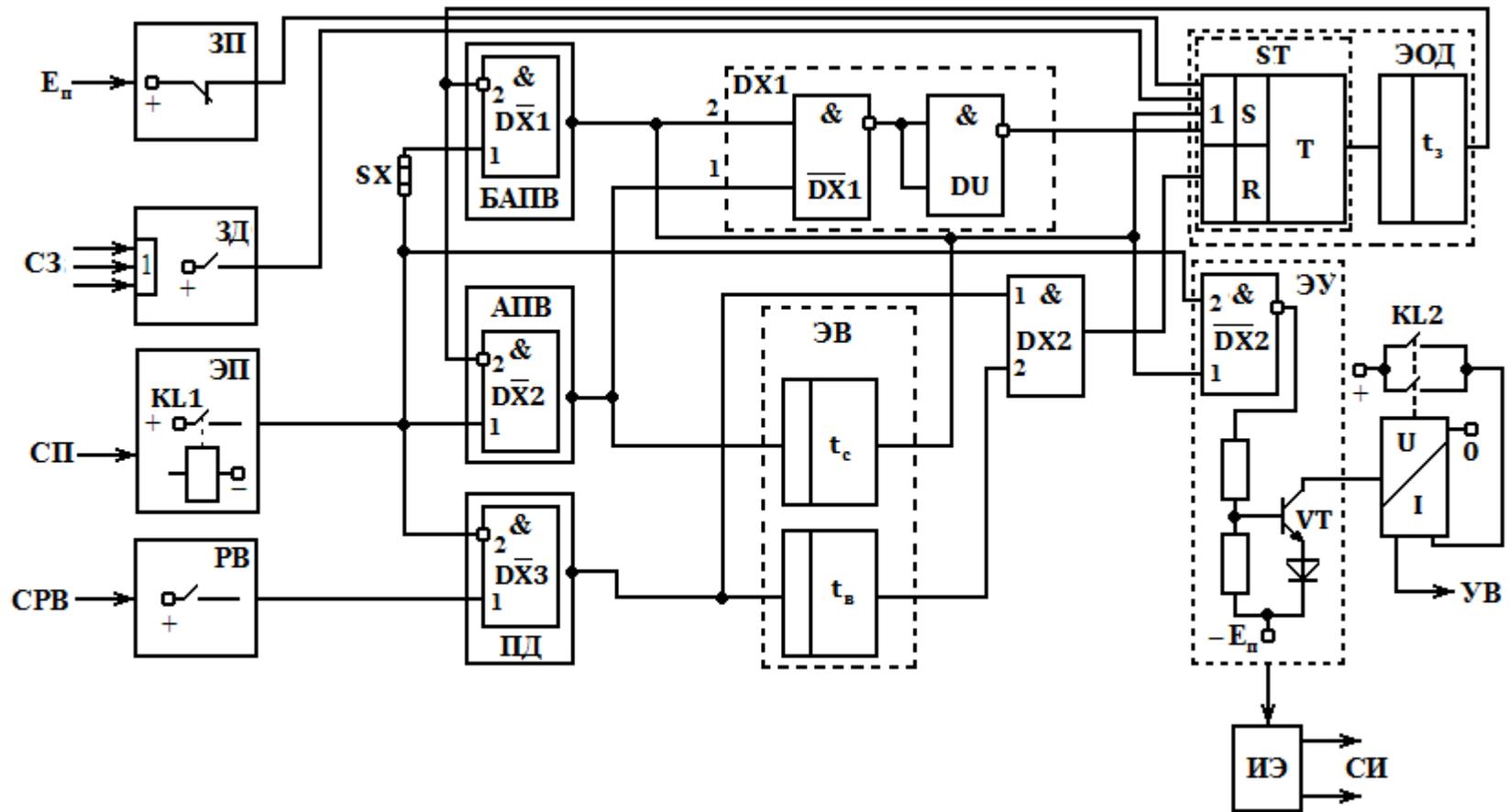


Рисунок 1.10 – Функциональная схема реле повторного включения РПВ-01

Рассмотрим работу устройства РПВ-01 в режиме БАПВ и в режиме АПВ. При использовании устройства РПВ-01 в режиме БАПВ накладка SX замкнута. При возникновении несоответствия между положением выключателя и его ключа управления срабатывает реле KL1 элемента ЭП и подает сигнал на вход 1 элемента $\overline{DX1}$ БАПВ и на вход 1 элемента $\overline{DX2}$ АПВ. На их инвертирующих входах 2 сигналы отсутствуют, и поэтому на выходе каждого элемента появляется дискретный выходной сигнал в виде 1.

С выхода БАПВ сигнал поступает на вход 2 синтезированного элемента DX1 и на вход 1 $\overline{DX2}$ элемента управления ЭУ. На вход 1 элемента DX1 поступает сигнал от АПВ, а на вход 2 элемента $\overline{DX2}$ - от элемента ЭП. В связи с этим на выходе DX1 появляется сигнал равный 1, а на выходе $\overline{DX2}$ сигнал равный 0. Появление на выходе элемента $\overline{DX2}$ нуля приводит к переключению транзистора VT из закрытого состояния в открытое и соответственно к срабатыванию выходного реле KL2. Реле KL2 сработав, замыкает своим контактом цепь удерживающей обмотки, которая включена последовательно с электромагнитом включения выключателя. Под действием БАПВ выключатель включается.

БАПВ одновременно переключает триггер ST сигналом, поступающим на его вход записи S элемента однократности действия ЭОД с выхода элемента DX1. Напряжение на выходе ЭОД, появляется с небольшой задержкой t_3 и подается на инверсные входы 2 БАПВ и АПВ, на входах 1 которых присутствует сигнал от элемента ЭП. В результате чего выходные сигналы БАПВ и АПВ исчезают, обеспечивая тем самым однократность действия. Устройство БАПВ используется только на линиях с воздушными выключателями.

При использовании устройства РПВ-01 в режиме АПВ масляного выключателя накладка SX разомкнута. По сигналу ЭП, поступающему на вход 1 $\overline{DX2}$, срабатывает элемент АПВ и запускает реле времени ЭВ выдержки времени срабатывания t_c .

Одновременно сигнал пуска с выхода ЭП поступает на вход 2 $\overline{DX2}$, а от АПВ сигнал поступает на вход 1 DX1. После срабатывания реле времени ЭВ его сигнал поступает на вход 2 DX1 и на вход 1 $\overline{DX2}$ элемента ЭУ. В результате на выходе элемента $\overline{DX2}$ появляется 0, что приводит к переключению транзистора VT из закрытого состояния в открытое и соответственно к срабатыванию выходного реле KL2. Контакт реле KL2, соединенный последовательно с удерживающей обмоткой, замыкает цепь электромагнита включения масляного выключателя [4].

Для возвращения схемы в исходное состояние в нее включены элемент подготовки к новому действию ПД, реле времени ЭВ с выдержкой времени t_B (не менее 10 с) и элемент DX2. Взаимодействие этих элементов следующее. При пуске сигнал ЭП поступает на инверсный вход 2 $\overline{DX3}$ элемента ПД и запрещает запуск элемента ЭВ выдержки времени t_B возврата схемы в исходное положение. После включения выключателя сигнал ПД исчезает, и на выходе микросхемы $\overline{DX3}$ появляется сигнал, который запускает элемент времени и подводится к входу 1 микросхемы DX2. На вход 2 DX2 сигнал подается после срабатывания элемента ЭВ с выдержкой времени t_B . На выходе DX2 появляется сигнал, поступающий на вход считывания R триггера ST, который приходит в исходное состояние и снимает запрет повторного действия БАПВ и АПВ.

При исчезновении напряжения источника питания E_{Π} замыкается контакт элемента ЗП и на один входов S записи триггера ST поступает единичный логический сигнал, на выходе ЭОД с задержкой времени t_3 появляется напряжение. Данное напряжение поступает на инверсные входы 2 элементов $\overline{DX1}$ и $\overline{DX2}$, что приводит к запрету действия АПВ.

1.8.2 Микроэлектронное реле повторного включения РПВ-02

Функциональная схема реле повторного включения РПВ-02 представлена на рисунке 1.11 и содержит два элемента АПВ1 и АПВ2, обеспечивающих двукратное действие устройства РПВ. Элементы ЭОД1 и ЭОД2 обеспечивают однократность действия соответственно АПВ1 и АПВ2, а элемент запрета действия ЗД запрещает работу АПВ1 и АПВ2 или только АПВ2. Элемент выдержки времени ЭВ имеет две уставки на срабатывание АПВ1, t_{c1} , и на срабатывание АПВ2, t_{c2} , а также выдержку времени на возврат к новому действию t_B [3,4]. Логическая часть РПВ-02 состоит из трех элементов DX1, DX2, DX3 и элементов координации действия и подготовки к исходному состоянию.

При поступлении первого сигнала пуска СП на вход 1 элемента $\overline{DX1}$ и отсутствии сигнала запрета СЗ срабатывает АПВ1 и подает сигнал на срабатывание ЭВ. После отсчета времени t_{c1} дискретный сигнал через элемент DX1 и DW1, $\overline{DX2}$ элемента управления ЭУ поступает на выходное реле KL2, которое срабатывает и подает команду на первое повторное включение выключателя.

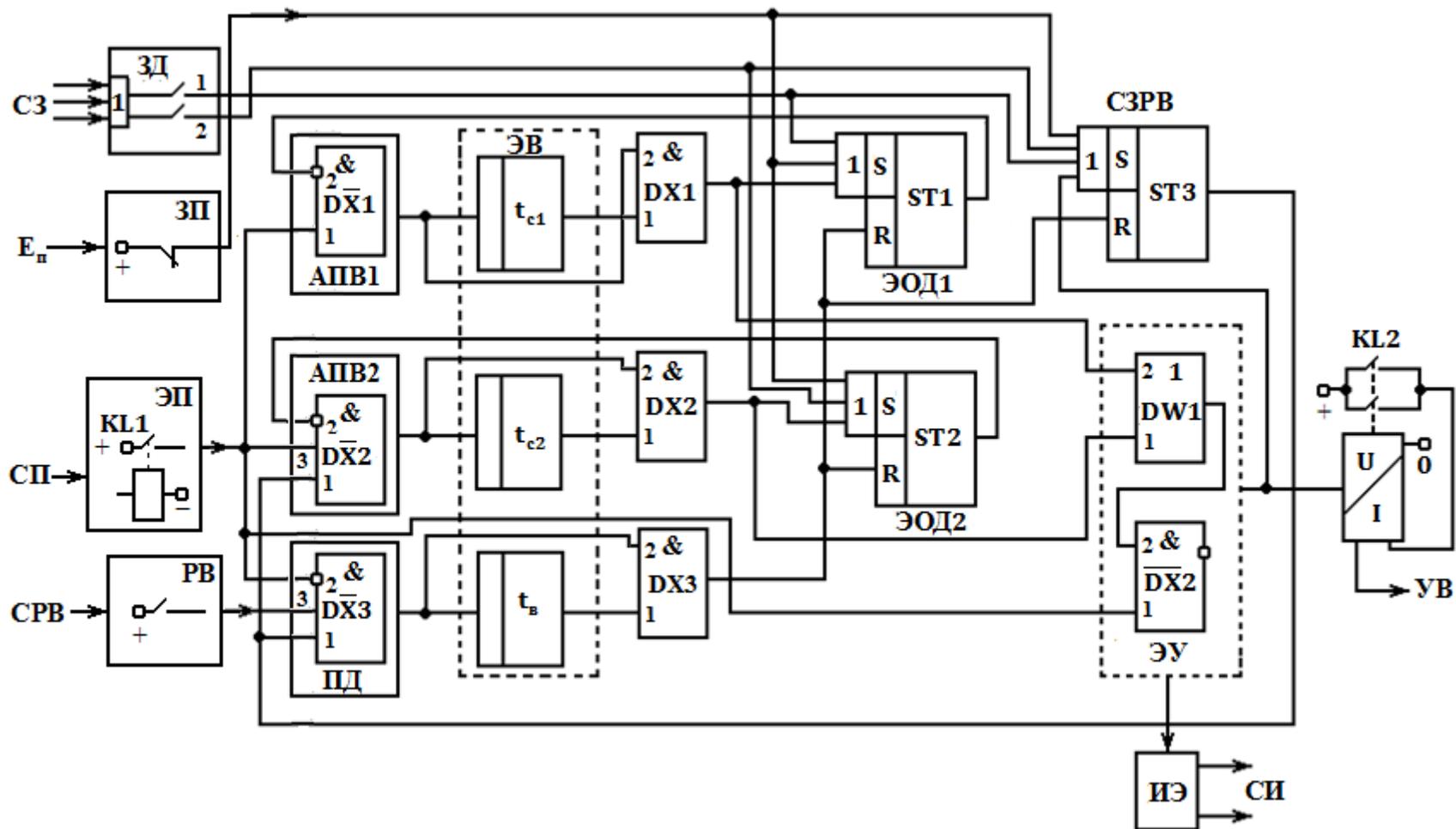


Рисунок 1.11 – Функциональная схема реле повторного включения РПВ-02

Дискретный сигнал с выхода DX1 поступает на один из входов S элемента однократности действия ЭОД1 и переключает триггер ST1, который запрещает действие АПВ1 после прохождения второго сигнала пуска АПВ1. Первое срабатывание элемента управления ЭУ запоминается элементом СЗРВ, за счет поступления сигнала с выхода ЭУ на один из входов S триггера ST3, разрешая действие АПВ2 и возврата схемы в исходное состояние.

Сигнал с выхода элемента СЗРВ поступает на вход 1 АПВ2 и на вход 1 элемента подготовки к новому действию ПД.

При успешном АПВ1 сигнал пуска СП, поступающий на инверсный вход 2 $\overline{DX3}$, исчезает, элемент ПД, при наличии сигнала разрешения возврата РВ, подготовки РПВ к новым действиям запускает элемент выдержки времени ЭВ, с выхода которого сигнал через выдержку времени возврата $t_{\text{в}}$ поступает на вход DX3. С выхода DX3 сигнал поступает на входы R триггеров ST1 и ST2 элементов ЭОД1 и ЭОД2 и снимает запрет действия АПВ1 и АПВ2.

В случае неуспешного АПВ1 выключатель отключается и второй раз появляется сигнал пуска СП. Данный сигнал поступает на вход 3 элемента $\overline{DX2}$. Благодаря отсутствию сигнала на инверсном входе 2 и наличию сигнала на входе 1 от СЗРВ сигнал с выхода АПВ2 поступает на вход элемента ЭВ и вход 2 элемента DX2. По истечении времени $t_{\text{с}2}$ сигнал с выхода ЭВ поступает на вход 1 элемента DX2

С выхода DX2 сигнал через DW1 поступает на вход 2 $\overline{DX2}$. Сигнал с выхода элемента управления ЭУ поступает на выходное реле KL2, которое срабатывает и подает команду на повторное включение выключателя.

Выходным сигналом DX2 переключается элемент ЭОД2, обеспечивающий однократность действия АПВ2, его логическая единица поступает на инверсный вход элемента $\overline{DX2}$ (ЗАПРЕТ).

При успешном АПВ2 РПВ-02 работает также, как при успешном АПВ1. Снятие запрета АПВ2 дублируется путем подачи сигнала с выхода ЭВ на вход R триггера ST3 элемента разрешения его действия СЗРВ.

В случае неуспешного АПВ2 выключатель отключается релейной защитой и на инверсный вход 2 $\overline{DX3}$ поступает сигнал пуска, запрещающий подготовку РПВ к новому действию. Сигнал пуска не исчезает до устранения несоответствия положений выключателя и ключа управления.

Вопросы для самопроверки

1. Какие виды АПВ применяются на линиях с односторонним питанием?
2. Какие требования предъявляются к устройствам АПВ?
3. Какие типовые релейно-контактные и микросхемные устройства автоматического повторного включения применяются в энергосистемах?
4. Укажите область применения устройств АПВ?
5. Как обеспечивается однократность действия устройства АПВ?
6. Почему необходима выдержка времени на срабатывание устройства АПВ, снижающая его эффективность?
7. В чем состоят особенности выполнения АПВ на воздушных выключателях?
8. Как обеспечивается запрет на срабатывание АПВ при внутренних повреждениях в силовом трансформаторе?
9. Каково назначение ускорения защиты при АПВ?
10. В каких случаях применяется двукратное АПВ?
11. Какие виды АПВ применяются на линиях с двусторонним питанием?
12. Что такое несинхронное АПВ, и при каких условиях допускается применение несинхронного АПВ?
13. Поясните принцип действия пускового органа БАПВ?
14. Поясните область применения АПВ с ожиданием синхронизма и принцип его действия?
15. Поясните принцип действия микросхемного реле повторного включения РПВ-01?
16. Как формируются сигналы пуска и запрета действия РПВ-01?
17. Как функционирует элемент однократности действия РПВ-01?
18. Как обеспечивается готовность РПВ-01 к новому действию, и при каких условиях?
19. Поясните принцип действия микросхемного реле повторного включения РПВ-02?
20. Какими элементами функциональной схемы РПВ-02 обеспечивается его двукратное действие?

2 Автоматическое включение резерва

2.1 Назначение и основные требования, предъявляемые к устройствам АВР

Для повышения надежности электроснабжения потребителей их питание осуществляется одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению электроснабжения потребителей. Несмотря на эти преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два и более источника питания, работают по схеме одностороннего питания. Одностороннее питание имеют также секции собственных нужд электростанций. Применение схемы одностороннего питания позволяет снизить значение токов КЗ, уменьшить потери электроэнергии в питающих трансформаторах, упростить релейную защиту, создать необходимый режим по напряжению и т.п. Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух источников питания.

На рисунке 2.1, а, б, г один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. В соответствии с этим первый источник называется рабочим, а второй – резервным. На рисунке 2.1, в все источники нормально включены, но работают раздельно на выделенных потребителей. Деление осуществляется с помощью секционного выключателя.

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток устраняется автоматическим включением резервного источника или выключателя, на котором осуществлено деление сети.

Автоматическая операция в последнем случае называется автоматическим включением резервного питания – АВР. Опыт эксплуатации показывает, что АВР является очень эффективным средством повышения надежности электроснабжения. Успешность АВР составляет 90–95 %. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР на электростанциях и в электрических сетях.

К устройствам АВР предъявляются следующие требования [1]:

1) схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителя по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении

напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

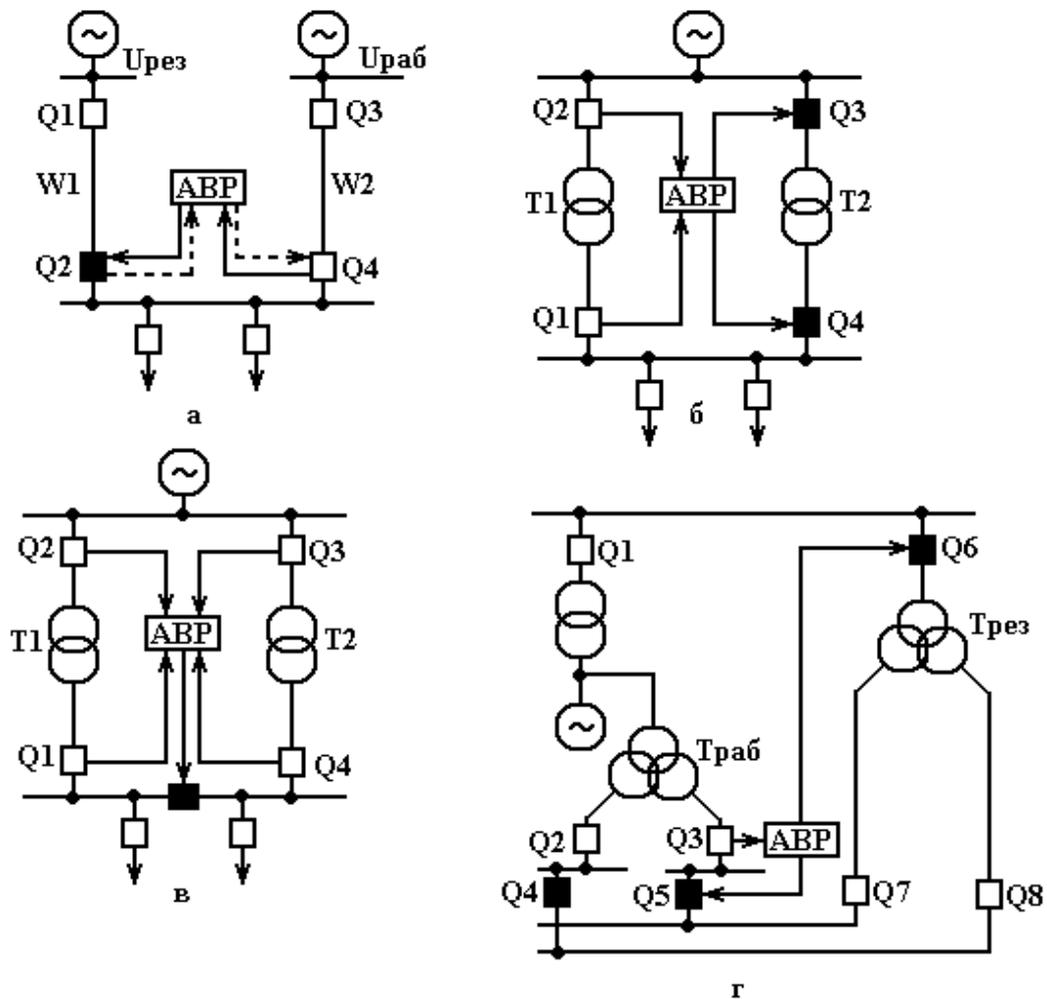


Рисунок 2.1 – Принципы осуществления АВР

Включение резервного источника питания допускается также при КЗ на шинах потребителей, так как многие КЗ на шинах самоликвидирующиеся;

2) для уменьшения длительности перерыва питания потребителей команда на включение выключателя резервного источника питания должна подаваться сразу же после отключения выключателя рабочего источника;

3) действие АВР должно быть однократным, чтобы исключить многократное включение резервного источника питания на устойчивые КЗ;

4) схема АВР не должна приходить в действие до полного отключения выключателя рабочего источника питания, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике;

5) для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения;

б) для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение релейной защиты резервного источника после АВР. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени.

Ускорение защиты в системе собственных нужд электростанций и подстанций, питающих большое число электродвигателей, осуществляется с выдержкой времени до 0,5 с.

Данная выдержка времени необходима, для исключения неправильного срабатывания ускоренной защиты в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180°.

2.2 Принцип действия схем АВР

Принцип действия схем АВР рассмотрим на примере двухтрансформаторной подстанции, приведенной на рисунке 2.2.

Нормальное питание потребителей осуществляется от рабочего трансформатора Т1, а трансформатор Т2 отключен и находится в автоматическом резерве.

При отключении выключателя Q1, трансформатора Т1, по любой причине его блок – контакт SQС1.2 размыкает цепь обмотки промежуточного реле KL1. В результате реле KL1 теряет питание и с некоторой выдержкой времени размыкает свои контакты KL1.1 и KL1.2.

Блок – контакт SQТ1.3 выключателя Q1, при его отключении, замыкается и подает плюс оперативного тока через ещё замкнутый контакт KL1.1 на обмотку промежуточного реле KL2, которое своими контактами KL2.1 и KL2.2 производит включение выключателей Q3 и Q4 резервного трансформатора.

электромагнит отключения YAT1 выключателя Q1. После отключения выключателя Q1 схема АВР действует, как рассмотрено выше.

С целью обеспечения действия схемы АВР при отсутствии напряжения на шинах высшего напряжения подстанции, так как в этом случае выключатели рабочего трансформатора остаются включенными, предусмотрен специальный пусковой орган. В состав пускового органа минимального напряжения входят два реле минимального напряжения KV1, KV2, реле времени КТ и реле контроля наличия напряжения, на шинах высшего напряжения резервного трансформатора, KV3. При исчезновении напряжения на высшей стороне рабочего трансформатора Т1, а следовательно и на шинах потребителя реле KV1 и KV2, подключенные к трансформатору напряжения TV1, замкнут свои контакты в цепи реле времени КТ.

Последнее сработает в том случае, если на шинах высшего напряжения резервного трансформатора Т2 будет напряжение и реле KV3 будет держать замкнутым свои контакты KV3.1.

Таким образом реле KV3 предотвращает отключение рабочего трансформатора Т1 от пускового органа минимального напряжения при отсутствии напряжения на шинах высшего напряжения резервного трансформатора.

При срабатывании реле КТ, с помощью контакта КТ.1, подает питание на реле KL3. Последнее срабатывает и замыкает свои контакты KL3.1 и KL3.2 соответственно в цепях электромагнитов отключения YAT2 (Q2) и YAT1(Q1).

2.3 Пусковые органы минимального напряжения

К пусковым органам минимального напряжения предъявляется требование несрабатывания при неисправностях во вторичных цепях трансформатора напряжения. Варианты выполнения органов минимального напряжения, удовлетворяющих данному требованию, приведены на рисунке 2.3 [2].

В схеме на рисунке 2.3,а пусковой орган минимального напряжения выполнен с помощью двух реле минимального напряжения KV1, KV2 и реле максимального напряжения KV3. Контакты KV1.1 и KV2.1 включены последовательно, что предотвращает отключение рабочего трансформатора при неисправностях во вторичных цепях трансформатора напряжения TV1, перегорание предохранителя, обрыв фазы.

Реле KV3 предназначено для предотвращения отключения рабочего источника питания от пускового органа минимального

напряжения в случае отсутствия напряжения на шинах высшего напряжения резервного источника питания.

Реле времени КТ предназначено для исключения излишнего срабатывания АВР при КЗ на присоединениях, отходящих от шин высшего или низшего напряжений источника питания, при которых остаточное напряжение оказывается ниже уставки срабатывания минимальных реле напряжения КV1 и КV2.

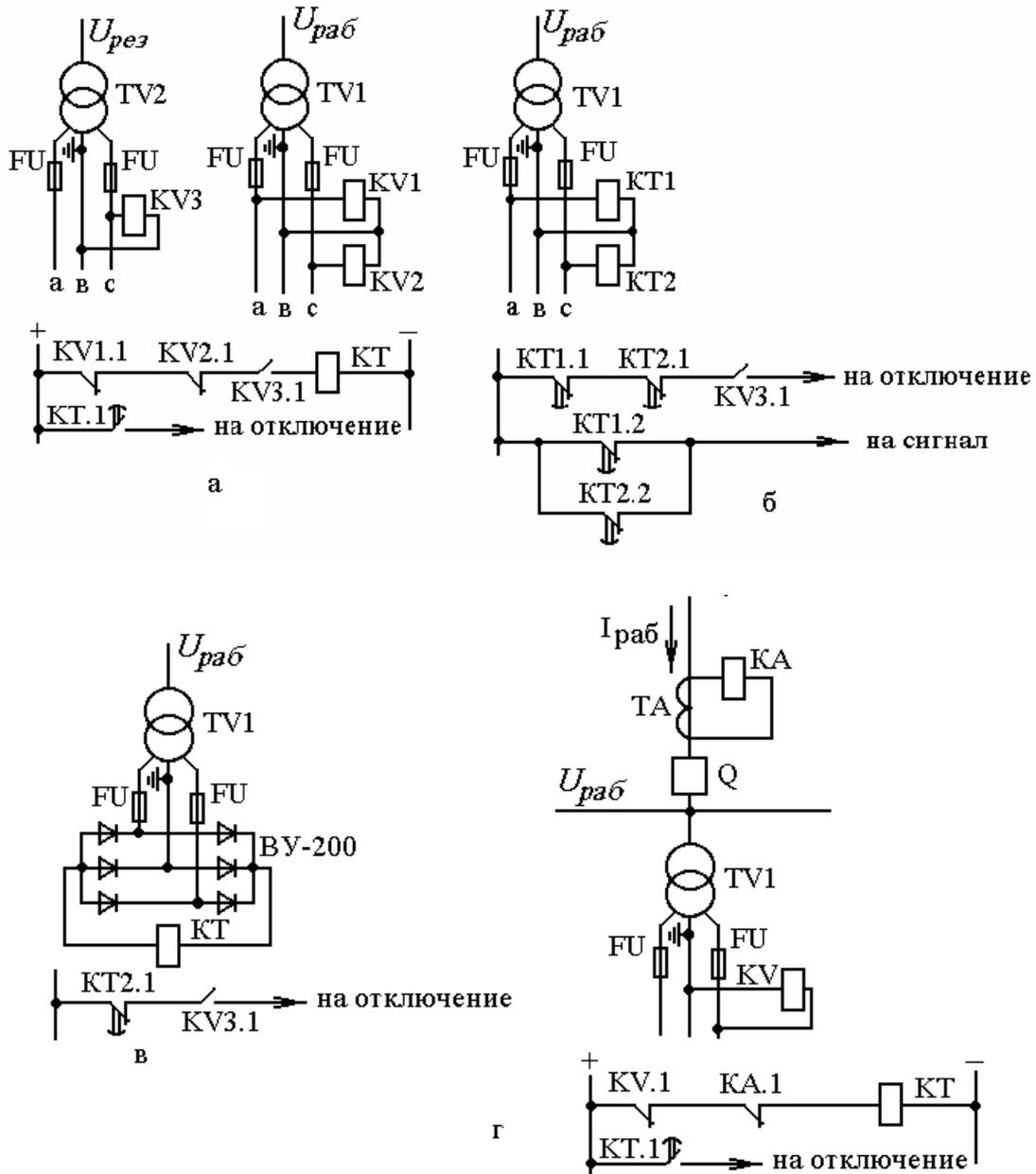


Рисунок 2.3 – Варианты пусковых органов АВР

В схеме рисунка 2.3,б, в качестве пусковых органов минимального напряжения используются два реле времени переменного тока КТ1 и КТ2, подключенные непосредственно к трансформатору напряжения [2]. Реле времени КТ1 и КТ2 при исчезновении напряжения начинают работать и с установленной выдержкой времени замыкают цепь отключения рабочего источника питания. В схемах пусковых органов минимального напряжения, обычно предусматривается сигнализация при нарушении цепей напряжения, которая действует в случае замыкания контакта одного реле напряжения или реле времени. В схеме рисунка 2.3,б для сигнализации используется один из двух упорных замыкающих контактов реле времени.

На рисунке 2.3,в представлен орган минимального напряжения, выполненный с помощью одного реле времени серии ЭВ–235 К, включенным через вспомогательное устройство ВУ–200, представляющее собой трехфазный выпрямительный мост. Реле времени начинает работать лишь в том случае, если напряжение исчезнет или понизится одновременно на трех фазах.

В схеме рисунка 2.3,г блокировка от нарушения цепей напряжения осуществляется с помощью минимального реле тока КА, включенного в цепь трансформатора тока рабочего источника питания. В нормальном режиме, когда рабочий источник питает нагрузку, по обмотке реле КА протекает ток, и оно держит контакт разомкнутым. В случае отключения рабочего источника или при исчезновении напряжения на питающих шинах, когда исчезнет ток нагрузки, замыкается контакт КА и через замкнувшийся контакт реле напряжения КV.1 подает питание на обмотку реле времени КТ, которое срабатывает и отключает выключатель Q рабочего источника питания.

В тех случаях, когда от рабочего источника получают питание синхронные и асинхронные электродвигатели, пусковой орган минимального напряжения при отключении источника срабатывает не сразу, а через промежуток времени 0,5–1,5 с, так как в течение этого времени электродвигатели поддерживают на шинах остаточное напряжение, превышающее напряжение срабатывания минимального реле напряжения.

Для ускорения действия АВР в этих условиях пусковой орган дополняют реле понижения частоты, которое выявляет прекращение питания раньше, чем минимальное реле напряжения. Это происходит потому, что после отключения электродвигатели резко снижают частоту вращения, благодаря чему частота остаточного напряжения также быстро снижается.

Схема пускового органа с реле понижения частоты КФ приведена на рисунке 2.4.

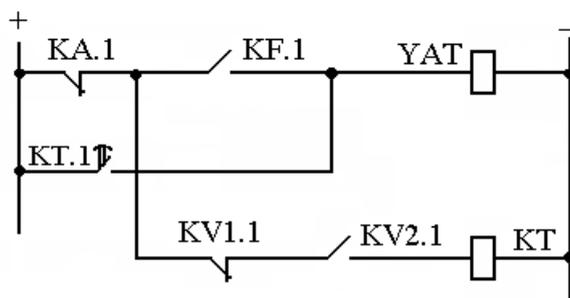


Рисунок 2.4 – Пусковой орган АВР реагирующий на понижение частоты

В случае исчезновения напряжения на шинах высшего напряжения рабочий источник теряет питание и на шинах потребителя понизится частота остаточного напряжения. В данном случае сработают и замкнут свои контакты реле минимального тока КА и реле частоты КФ, что приведет к отключению выключателя рабочего источника питания. В остальных случаях данный пусковой орган работает аналогично пусковому органу, приведенному на рисунке 2.3,г.

2.3 Автоматическое включение резервных источников питания на электростанциях

2.3.1 Общие сведения

Одним из важнейших мероприятий по обеспечению бесперебойного питания потребителей собственных нужд тепловых электростанций является применение автоматического включения резервных источников питания. Это является обязательным на всех тепловых электростанциях, поскольку питание потребителей собственных нужд, как правило, осуществляется от одного рабочего источника, который должен быть автоматически заменен резервным источником.

АВР трансформаторов и реактированных линий собственных нужд должно быть обеспечено в случаях, вызывающих исчезновение напряжения на шинах собственных нужд [6]:

- при отключении выключателя рабочего питающего элемента защитой от внутренних повреждений;
- при ошибочном или самопроизвольном отключении любого из его выключателей;

- при отключении блоков с ответвлением на собственные нужды от своих защит;

- при отключении шин генераторного напряжения, от которых питаются рабочие источники собственных нужд и т.д.

Устройство АВР должно обеспечивать быстрое включение резервного источника питания, так как чем скорее восстановится напряжение на шинах собственных нужд, тем меньше торможение электродвигателей и тем легче режим их самозапуска. Особенно необходимо обеспечить безотказное действие АВР на блочных тепловых электростанциях при отключении блоков. Отключение собственных нужд мощных блоков представляет опасность для сохранности оборудования, и поэтому следует предусмотреть включение резервного источника питания с временем, не превышающим допустимое, чтобы обеспечить бесперебойную работу дымососа, дутьевого вентилятора и других механизмов.

Для ускорения действия АВР при отключении блоков с ответвлениями на собственные нужды предусматривается действие защиты блоков на отключение выключателей собственных нужд блока. С этой же целью отключаются выключатели 6 кВ рабочих трансформаторов собственных нужд на блочных электростанциях при закрытии стопорного клапана турбины.

Предусматривается также автоматическое отключение рабочего трансформатора собственных нужд блока и включение резервного от АВР при асинхронном режиме работы генератора блока для обеспечения нормального напряжения на шинах РУСН 6кВ. Во всех указанных случаях отключения выключателей рабочего трансформатора АВР действует без выдержки времени на включение резервного трансформатора.

Для ускорения действия АВР при присоединении рабочих источников питания к шинам генераторного напряжения предусматривается их отключение от защиты шин 6 – 10 кВ, это обеспечивает включение от АВР резервного источника без выдержки времени.

Согласно ПУЭ [1], схема устройства АВР источников питания собственных нужд электростанций после включения резервного источника питания взамен одного из отключившихся рабочих источников должна сохранять возможность действия при отключении других рабочих источников питания.

2.3.2 Схема АВР трансформаторов собственных нужд блочных электростанций, питающих шины РУСН 6 кВ

На рисунке 2.5 приведена схема АВР трансформаторов собственных нужд блочных тепловых электростанций питающих РУСН 6 кВ. Схема дана для трансформатора с расщепленными обмотками, присоединенного ответвлением к блочному генератору G1, и двух резервных трансформаторов Т7 и Т8, присоединенных к магистралям резервного питания 6 кВ.

Выключатели на стороне 6 кВ резервных трансформаторов Q3, Q4, Q5 и Q6 включены. В рассматриваемой схеме имеется возможность замены рабочего трансформатора собственных нужд любого блока любым из двух резервных трансформаторов Т7 или Т8.

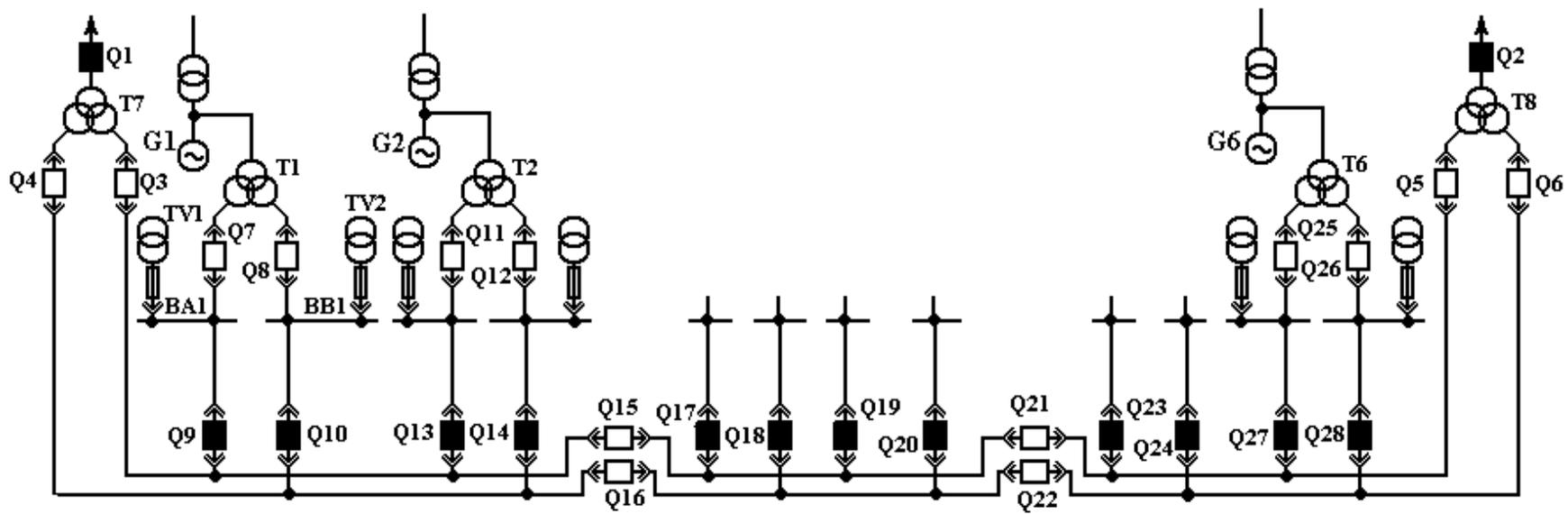
На рисунке 2.5 показана схема АВР для секции ВА1, действующая следующим образом. При использовании для резервирования трансформатора Т7 замкнуты контакты KV1 реле напряжения KV1, контролирующего наличие напряжения на питающей стороне трансформатора Т7, контакты реле положения включено KQC3, KQC4 выключателей Q3 и Q4. Поэтому под напряжением находятся реле KLV1, KLQ3, KLQ4, и их контакты в схеме АВР замкнуты. При использовании же для резервирования трансформатора Т8 под напряжением будут находиться KLV2, KLQ6, KLQ5.

При отключении выключателя Q7 по любой причине замыкаются его контакты SQT7.1, SQT7.2, SQT7.3, и размыкается контакт SQC7.4. При размыкании контакта SQC7.4 обесточивается реле KQC7, однако контакты его еще остаются замкнутыми, так как они размыкаются с выдержкой времени, достаточной для включения выключателей резервного трансформатора Q1 или Q2 и вводов резервного питания 6 кВ (в данном случае выключателя Q9).

В случае резервирования от трансформатора Т7 создается цепь на срабатывание реле команды включить KCC1 выключателя Q1 (рисунок 2.5,д), а при резервировании от Т8 – цепь на срабатывание реле команды включить KCC2 выключателя Q2 (рисунок 2.5,е).

Одновременно с подачей команды на включение выключателей Q1 или Q2 подается команда на включение выключателя Q9 (рисунок 2.5,ж) ввода резервного питания секции ВА1.

При исчезновении напряжения на шинах секции 6кВ, когда выключатель рабочего трансформатора Q7 остается включенным, вступает в действие пусковой орган минимального напряжения АВР, схема которого приведена на рисунке 2.5,з,к. Для пуска схемы АВР необходимо срабатывание двух реле напряжения KV3 и KV4 и двух реле времени KT1 и KT2. В качестве KV4 и KT2 используются



а

Рисунок 2.5 – Схема АВР трансформаторов собственных нужд блочных электростанций питающих шины 6 кВ

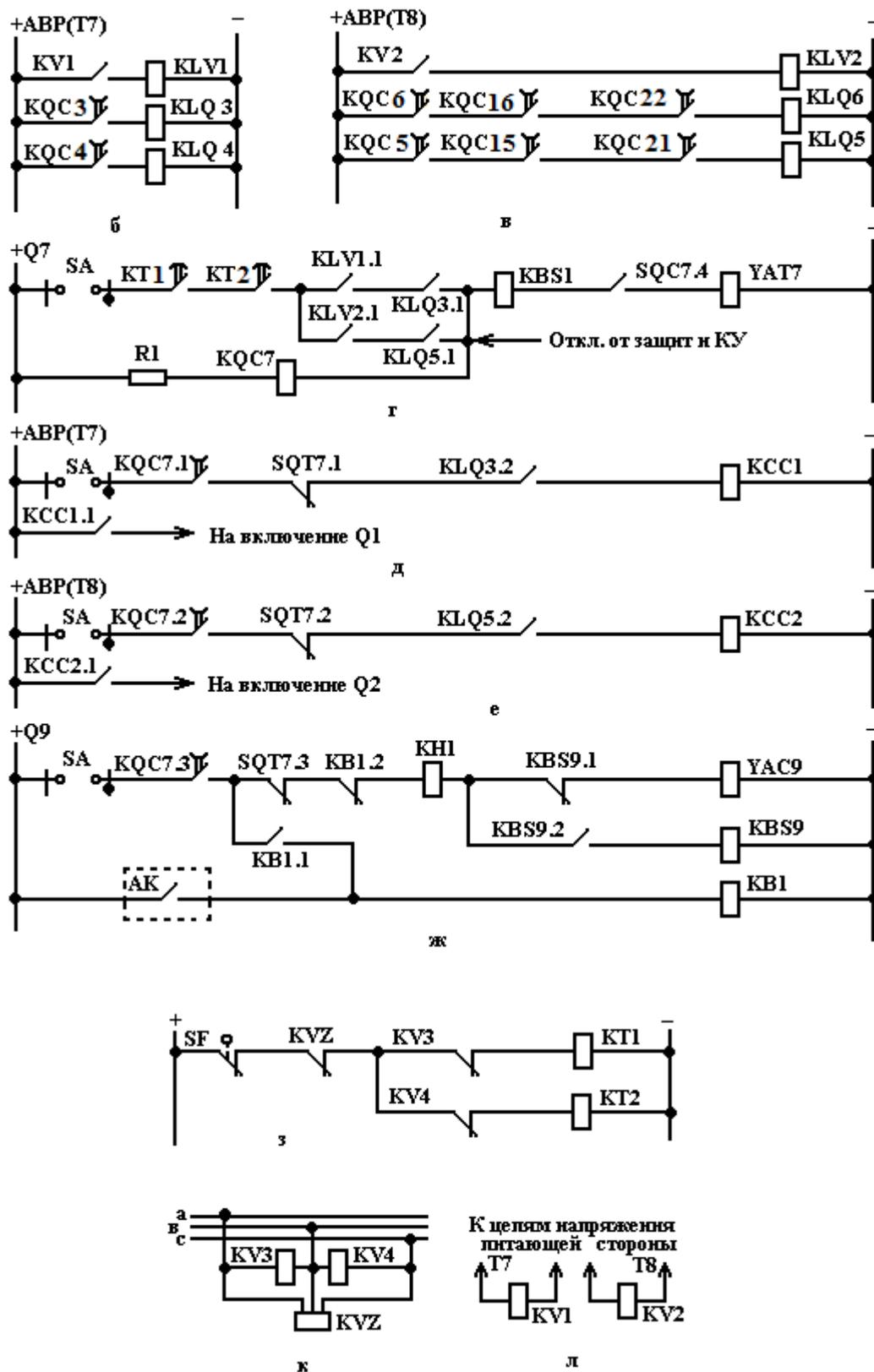


Рисунок 2.5 (продолжение)

соответствующие реле первой ступени защиты минимального напряжения, предназначенной для отключения неответственных электродвигателей в режиме самозапуска. Для исключения ложного срабатывания пускового органа АВР и защиты минимального напряжения электродвигателей при отключении автоматического выключателя SF, установленного во вторичных цепях трансформатора напряжения, плюс на контакты реле напряжения подается через его вспомогательный контакт, замкнутый при включенном автоматическом выключателе.

Для исключения ложного срабатывания пускового органа АВР при перегорании предохранителей на стороне высшего напряжения трансформатора напряжения TV1, когда могут одновременно сработать оба реле напряжения KV3 и KV4, плюс на обмотки реле KT1 и KT2 подается через размыкающий контакт фильтр – реле напряжения обратной последовательности KVZ, установленного в схеме защиты минимального напряжения электродвигателей, подключенных к данной секции собственных нужд.

В цепи отключения соответствующего выключателя рабочего трансформатора от пускового органа схемы АВР включены замыкающие контакты промежуточного реле KLV1.1 или KLV2.1 (см. рисунок 2.5,г), замкнутые при наличии напряжения на резервном источнике питания.

Схемой предусмотрен запрет АВР при действии защит рабочего трансформатора от внешних КЗ, дуговой защиты и УРОВ присоединений 6 кВ. При замыкании контактов указанных защит срабатывает блокировочное реле KB1 и самоудерживается через свой контакт KB1.1, а контактом KB1.2 разрывает цепь включения выключателя ввода резервного трансформатора на все время существования импульса на включение ввода от АВР. После того как разомкнется контакт KQC7.3 реле блокировки KB1 потеряет питание и схема вернется в исходное состояние.

2.3.3 Схема АВР трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ

На рисунке 2.6 приведена схема АВР трансформаторов СН 6/0,4 кВ обеспечивающая автоматическое включение выключателя Q4 резервного трансформатора СН и автоматического выключателя Q3 ввода резервного питания к шинам 0,4 кВ как без выдержки, так и с выдержкой времени [6].

При отключении выключателя Q2 по любой причине замыкаются вспомогательные контакты SQT2.2, SQT2.3 и размыкается контакт SQC2.1. Размыкание контакта SQC2.1 приводит к обесточиванию реле

положения включено KQC2 выключателя Q2, но его контакты остаются замкнутыми, так как имеют выдержку времени на размыкание. При замыкании контактов SQT2.2 и SQT2.3 создается цепь для включения без выдержки времени соответственно выключателя Q4 резервного трансформатора T2 и автоматического выключателя Q3 ввода резервного питания 0,4 кВ.

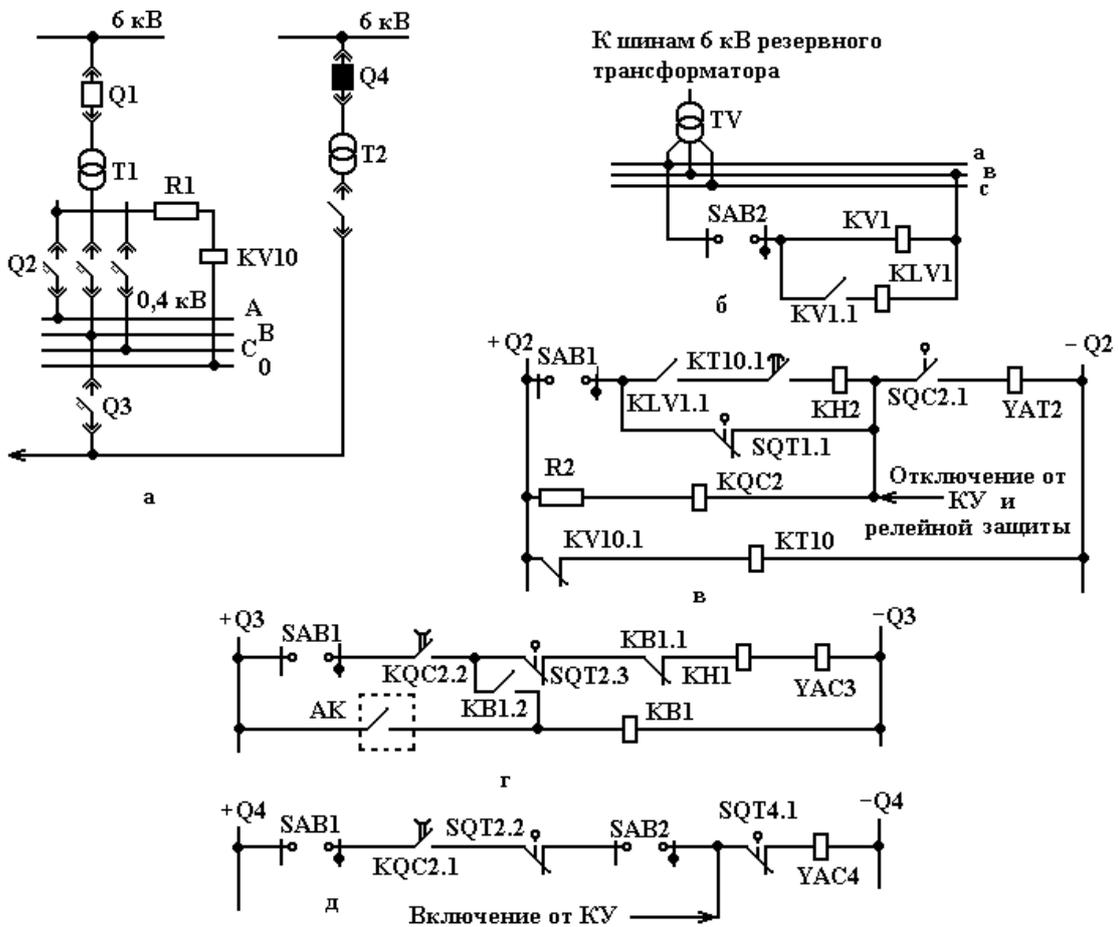


Рисунок 2.6 – Схема АВР трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ

Для ускорения включения резервного питания при любом отключении выключателя Q1 предусмотрена блокировка между выключателем Q1 и автоматическим выключателем Q2 рабочего трансформатора T1. Цепь блокировки выполнена с помощью блок – контакта SQT1.1 выключателя Q1 и заведена через контакты переключателя SAB1, и поэтому она действует только при включенном положении переключателя. При отключении выключателя Q1

замыкается его блок-контакт SQТ1.1 и подается команда на отключение выключателя Q2.

Для действия схемы АВР при исчезновении напряжения на шинах 6 кВ РУСН, питающих рабочий трансформатор 6/0,4 кВ, когда выключатель Q1 остается включенным, предусмотрен пусковой орган минимального напряжения, выполненный с реле напряжения KV10 и реле времени КТ10.

При исчезновении напряжения на рабочем трансформаторе замыкаются контакты реле напряжения KV10, что приводит к срабатыванию реле времени КТ10, которое замыкает свои контакты в цепи отключения выключателя Q2. Автоматическое отключение последнего производится только при наличии напряжения на шинах 6 кВ резервного трансформатора собственных нужд. Контроль этого напряжения осуществляется с помощью реле KLV1, контакты которого включены последовательно с контактами реле времени КТ10.

В данной схеме предусмотрен запрет АВР при действии защит рабочего трансформатора от внешних КЗ. При замыкании контактов выходного реле защиты срабатывает блокировочное реле KB1, которое самоудерживается своим контактом KB1.2, а контактом KB1.1 разрывает цепь включения выключателя Q3 ввода резервного питания на секцию (рисунок 2.6,г).

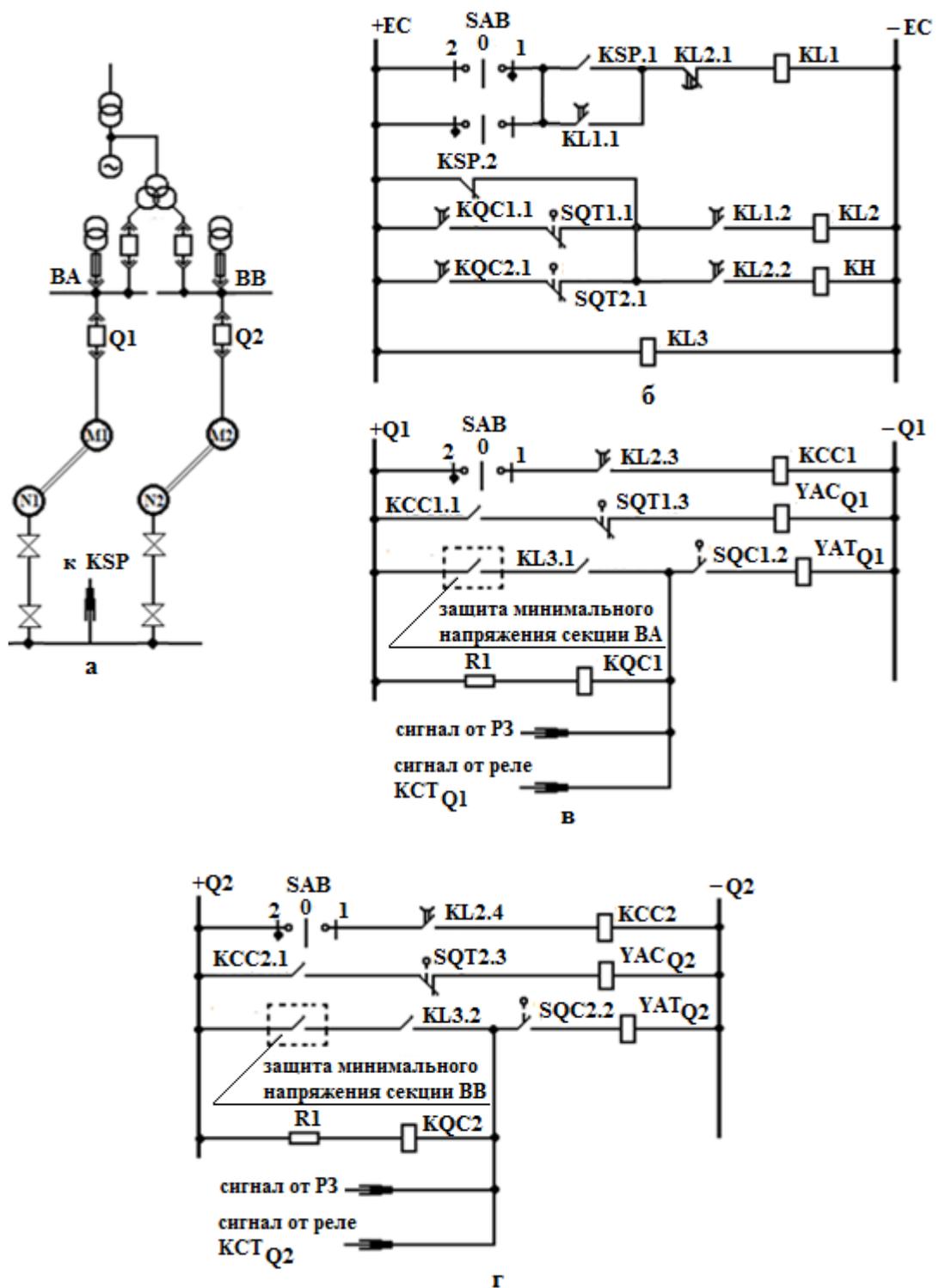
На рисунке 2.6 показаны цепи АВР, относящиеся к одному рабочему трансформатору. Такие же цепи выполняются и для других рабочих трансформаторов, резервируемых одним и тем же резервным трансформатором 6/0,4 кВ.

2.4 Автоматическое включение резервных электродвигателей собственных нужд

Ответственные механизмы собственных нужд электростанций выполняются парными, которые получают питание от разных секций 6,3 кВ собственных нужд [6]. Любой из этих механизмов может быть как рабочим, так и резервным.

При отключении рабочего электродвигателя, а также при недостаточной его производительности по сигналу технологического датчика (электроконтактного манометра) устройством АВР должен включаться в работу резервный электродвигатель.

На рисунке 2.7 приведена схема АВР двигателей 6 кВ двух насосов [7]. Схема АВР управляется переключателем SAB с тремя фиксированными положениями. При постановке переключателя SAB в положение «1» в качестве рабочего насоса является насос N1 и



а – поясняющая схема; б – цепи пуска АВР; в, г – цепи включения и отключения соответственно выключателей Q1 и Q2

Рисунок 2.7 – Схема АВР двигателей 6 кВ двух насосов

оперативный ток подается на схему АВР и цепи управления выключателя Q2 резервного насоса N2.

Если в качестве рабочего насоса является насос N2 переключатель SAB ставится в положение «2» и оперативный ток подается на схему АВР и цепи управления выключателя Q1. резервного насоса.

При постановке переключателя SAB в положение «0» схема АВР выводится из работы.

Рассмотрим работу схемы АВР в режиме, когда в работе находится насос N2, переключатель SAB в положении 2, а насос N1 в резерве.

При нормальном давлении в общей магистрали контакт KSP.1 электроконтактного манометра замкнут, а контакт KSP.2 разомкнут. С помощью контакта KSP.1 осуществляется подготовка устройства АВР к действию. При замыкании контакта KSP.1 срабатывает реле KL1, имеющее выдержку времени при размыкании контактов до 0,5 с, которое замыкает контакт KL1.1, включенный параллельно контакту KSP.1, и разгружает последний при понижении давления в общей магистрали, а путем замыкания контакта KL1.2 подготавливает цепь выходного реле KL2.

При работающем насосе N2 в цепи реле KL2 замкнут контакт KQC2.1, имеющий выдержку времени при размыкании до 0,5 с, реле положения включено выключателя Q2 и разомкнут блок-контакт SQT2.1. Контакт KQC1.1 реле положения включено выключателя Q1, в цепи реле KL2, разомкнут, а блок-контакт SQT1.1 замкнут.

При отключении по любой причине выключателя Q2 замыкается его блок-контакт SQT2.1 и через еще замкнутые контакты KQC2.1 и KL1.2 получает питание реле KL2. Последнее, сработав, размыкает контакт KL2.1, в цепи реле KL1, и замыкает контакты KL2.2, KL2.3 и KL2.4. При замыкании контакта KL2.3 получает питание реле команды включить KCC1, которое без выдержки времени замыкает контакт KCC1.1 в цепи электромагнита включения YAC_{Q1} выключателя Q1. После включения выключателя Q1 размыкается блок-контакт SQT1.3. Однократность действия АВР обеспечивается размыканием контакта KQC2.1, реле положения включено, выключателя Q2 после его отключения. После замыкания контакта KL2.2 срабатывает указательное реле КН, сигнализируя о работе схемы АВР.

Схема АВР будет действовать аналогично, если в качестве рабочего насоса будет насос N1, а насос N2 будет в резерве.

При снижении давления в общей магистрали размыкается

контакт KSP.1 и замыкается контакт KSP.2, что приводит к срабатыванию реле KL2 через предварительно замкнутый контакт KL1.2. Путем замыкания контакта KL2.3 получает питание реле КСС1 и включает выключатель Q1 резервного насоса в дополнение к работающему насосу. Однократность действия АВР в этом режиме обеспечивается с помощью контакта KL2.1, который размыкается с выдержкой времени около 0,5 с, после срабатывания KL2. Еще через 0,5 с после этого размыкается контакт KL1.2 и реле KL2 возвращается в исходное положение.

При ремонте одного из насосов переключатель SAV устанавливается в положение «0», АВР выводится из работы и снимается питание с реле KL3. Реле KL3 путем размыкания контактов KL3.1 и KL3.2 разрывает цепь отключения оставшегося в работе электродвигателя от групповой защиты минимального напряжения соответствующей секции собственных нужд 6,3 кВ. Нормально эта цепь предназначена для пуска АВР при исчезновении напряжения на секции собственных нужд 6,3 кВ, от которой питается электродвигатель рабочего насоса.

2.5 Расчет уставок устройств АВР

2.5.1 Реле однократности включения

Выдержка времени реле однократности включения (реле КQC 7, рисунок 2.5,г) $t_{о.в}$ от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контактов должна превышать время включения выключателя резервного источника питания

$$t_{о.в} = t_{вкл} + t_{зап}, \quad (2.1)$$

где $t_{вкл}$ – время включения выключателя резервного источника питания;

$t_{зап}$ – время запаса, принимаемое равным 0,3 – 0,5 с.

2.5.2 Пусковой орган минимального напряжения

При выполнении пускового органа АВР по схеме рисунок 2.3,а напряжение срабатывания минимальных реле напряжения KV1 и KV2 выбирается таким, чтобы пусковой орган срабатывал при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Для выполнения этого условия напряжение срабатывания минимального реле напряжения должно быть равным:

$$U_{c.p} = \frac{U_{ост.КЗ}}{K_{отс} \times K_U}, \quad (2.2)$$

$$U_{c.p} = \frac{U_{сам}}{K_{отс} \times K_U}, \quad (2.3)$$

где $U_{ост.КЗ}$ – наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ;

$U_{сам}$ – наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый 1, 25;

K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

За расчетное значение принимается меньшее значение напряжения срабатывания, рассчитанное по формулам (2.2 и 2.3). В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное

$$U_{c.p} = (0,25 - 0,4) \times U_{ном}, \quad (2.4)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение электроустановки.

При выполнении органа минимального напряжения с помощью реле времени переменного напряжения по схемам рисунок 2.3,б,в необходимо иметь в виду следующее. Напряжение срабатывания реле времени типов ЭВ-215 – ЭВ-245 не регулируется и по данным завода составляет $(0,25 \div 0,55) \cdot U_{ном}$. Поэтому при использовании этих реле в схемах пусковых органов минимального напряжения нужно отбирать реле с напряжением срабатывания не выше предусмотренного выражением (2.4).

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания реле минимального напряжения или реле времени. Таким образом, выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть равна:

$$t_{п.о} = t_1 + \Delta t; \quad (2.5)$$

$$t_{п.о} = t_2 + \Delta t, \quad (2.6)$$

где t_1 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин высшего напряжения подстанции;
 t_2 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин низшего напряжения подстанции;
 Δt – ступень селективности, равная $0,4 \div 0,5$ с.

2.5.3 Пусковой орган минимального тока и напряжения

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения пускового органа выполненного по схеме рисунка 2.3,г выбирается по формулам (2.1) – (2.3).

Ток срабатывания минимального реле тока должен быть меньше минимального тока нагрузки и определяется по формуле

$$I_{с.р} = \frac{I_{нагр.мин}}{K_{отс} \times K_I}, \quad (2.7)$$

где $I_{нагр,мин}$ – минимальный ток нагрузки трансформатора;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;

K_I – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выдержка времени определяется по формуле (2.5) из условия согласования с защитой, действующей при КЗ на шинах высшего напряжения источника питания. Согласования с защитами присоединений шин низшего напряжения не требуется.

2.5.4 Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания

Напряжение срабатывания реле контроля наличия напряжения на шинах резервного источника питания определяется условием отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле

$$U_{с.р} = \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \times K_B \times K_U}, \quad (2.8)$$

где $U_{раб,мин}$ – минимальное рабочее напряжение;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата реле.

Вопросы для самопроверки

1. Какие требования предъявляются при выполнении схем АВР?
2. Как обеспечивается однократность действия схем АВР?
3. Для чего предназначен орган минимального напряжения?
4. Перечислите принципы выполнения пусковых органов АВР?
5. Зачем в схемах пускового органа АВР применяется реле частоты?
6. Как предотвращается ложное действие пускового органа минимального напряжения при неисправностях в цепях напряжения?
7. Для чего необходима выдержка времени в пусковом органе минимального напряжения?
8. Почему включение резервного трансформатора должно происходить только после отключения рабочего?
9. Почему схема АВР должна действовать однократно?
10. Как функционирует устройство АВР резервного трансформатора собственных нужд электростанции напряжением 6кВ и 0,4 кВ?
11. Как функционирует устройство АВР электродвигателей напряжением 6 кВ?
12. Исходя, из каких условий выбирается напряжение срабатывания минимального реле напряжения в пусковом органе?
13. Исходя, из каких условий выбирается напряжение срабатывания максимального реле напряжения в пусковом органе?
14. Исходя, из каких соображений выбирается выдержка времени реле однократности включения устройства АВР?
15. Исходя, из каких соображений выбирается выдержка времени пускового органа минимального напряжения устройства АВР?

3 Автоматическая частотная разгрузка энергосистем

3.1 Назначение автоматической частотной разгрузки

Частота является одним из основных показателей качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 13109–97 «Норма качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» нормально допустимое значение отклонения частоты не должно превышать $\pm 0,2$ Гц, а предельно допустимое значение отклонения частоты не должно превышать $\pm 0,4$ Гц [8].

Допустимая длительность работы тепловых электрических станций при частоте ниже номинального значения определяется в значительной степени работой механизмов собственных нужд. Мощность, выдаваемая электростанцией при снижении частоты, определяется как производительностью механизмов собственных нужд, так и реакцией на снижение частоты турбин и их систем регулирования [2].

Снижение частоты в энергосистеме приводит к снижению производительности механизмов собственных нужд электростанций. В первую очередь снижение частоты сказывается на работе таких механизмов собственных нужд, как питательные и циркуляционные насосы, вентиляторы, дымососы, т.е. механизмов, производительность которых имеет высокую зависимость от частоты.

Снижение производительности механизмов собственных нужд ведет к снижению мощности паровых турбин, а в условиях дефицита мощности в энергосистеме – к дальнейшему снижению частоты. Этот процесс носит название «лавина частоты».

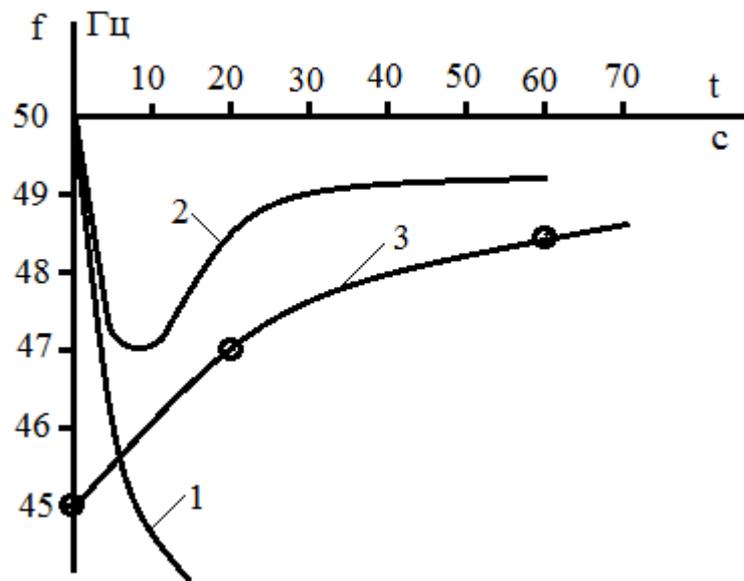
Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, которое происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбуждателя, расположенного на одном валу с генератором.

Вырабатываемая генератором реактивная мощность снижается, что приводит к снижению напряжения в сети. При дальнейшем лавинообразном снижении частоты лавинообразно снижается вырабатываемая генератором реактивная мощность. Этот процесс носит название «лавина напряжения».

Снижение частоты представляет опасность для лопаточного аппарата турбин, так как при отклонениях частоты от номинального значения и приближении её к значениям частот собственных колебаний лопаточного аппарата турбины в нем возникают усталостные напряжения, которые приводят к сокращению срока службы турбины,

а при резонансных частотах может произойти разрушение лопаток турбин.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро – в течение нескольких секунд. На рисунке 3.1 показан характер изменения частоты в энергосистеме.



1 – характер изменения частоты в аварийных режимах без действия автоматической частотной разгрузки; 2 – характер изменения частоты с помощью автоматической частотной разгрузки; 3 – граница допустимой зоны снижения частоты в энергосистеме

Рисунок 3.1 – Характер изменения частоты в энергосистеме

Поэтому дежурный персонал, не успевает принять каких – либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики.

Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все работающие агрегаты загружаются до предела с учетом допустимых кратковременных перегрузок.

При отсутствии вращающегося резерва мощности единственно возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей, которое осуществляется с помощью специальных устройств – автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Следует отметить, что АЧР всегда связана с определённым народнохозяйственным ущербом, поскольку отключение линий, питающих потребителей влечёт за собой недопроизводство продукции. Несмотря на это АЧР широко используется в энергосистемах. Она является средством предотвращения значительно больших убытков из-за полного расстройств работы энергосистемы.

3.2 Требования предъявляемые к АЧР

При осуществлении автоматической частотной разгрузки необходимо выполнять следующие требования [2,9]:

1) частотная разгрузка должна выполняться после максимального использования имеющегося в энергосистеме вращающегося резерва на тепловых электростанциях;

2) мощность, отключаемая устройствами АЧР, должна быть достаточной для ликвидации максимального реально возможного дефицита мощности;

3) устройства АЧР должны выполняться таким образом, чтобы полностью исключить возможность возникновения лавины частоты и напряжения. В настоящее время на основании требований заводов – изготовителей оборудования, опыта эксплуатации и анализа экспериментальных данных по работе электростанций и потребителей при снижении частоты устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы:

- была полностью исключена возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц;

- время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 секунд;

- время работы с частотой ниже 48,5 Гц не превышало 60 секунд;

4) устройства АЧР должны размещаться таким образом, чтобы обеспечить ликвидацию любого дефицита мощности независимо от места его возникновения и характера развития аварии (местные или общесистемные дефициты мощности, каскадное развитие аварии и т.п.);

5) мощность потребителей, отключаемых АЧР, должна по возможности приближаться к возникающим дефицитам мощности, т.е. система АЧР должна быть самонастраивающейся;

6) автоматическая частотная разгрузка должна обеспечивать подъём частоты до значений 49 – 49,5 Гц, при которых энергосистема может длительно работать нормально. Дальнейший подъём частоты осуществляется автоматическим включением резервных

гидрогенераторов или же мероприятиями, проводимыми диспетчером энергосистемы;

7) автоматическая частотная разгрузка не должна ложно срабатывать в случаях кратковременного снижения частоты вызванных КЗ, а так же циклами АПВ и АВР.

8) действие АЧР должно удовлетворять требованию минимизации ущерба при отключении потребителей, т.е. в первую очередь должны отключаться менее ответственные потребители.

3.3 Современные принципы выполнения АЧР

Особенностью современных объединенных энергосистем, крупных по мощности и больших по протяженности, является многообразие возможных аварийных ситуаций. Поэтому АЧР выполняется применительно к условиям объединенных энергосистем с учетом многообразия возможных аварий ввиду вероятностного характера значений дефицита мощности, его территориального распространения, возможности срабатывания различных устройств автоматики в зависимости от характера развития аварийных процессов.

Основной принцип, положенный в основу современной автоматической частотной разгрузки, существенное увеличение числа очередей [3,4]. Ступени между очередями при этом принимаются минимальными. В результате чего, значение разгрузки, приходящееся на одну очередь, значительно меньше, чем при малом числе очередей, применявшемся ранее. Чем больше число очередей, тем меньше нагрузка, отключаемая каждой очередью, тем более гибкой становится вся система разгрузки. Таким образом, автоматическая частотная разгрузка стала близкой к системе автоматического регулирования, что и обеспечивает её «самонастройку» с точки зрения объема отключаемой нагрузки в условиях объединенных энергосистем. «Самонастройка» разгрузки, кроме выполнения её большим числом очередей, достигается также разбиением всех устройств на несколько категорий:

1) АЧР1 – быстродействующая разгрузка, имеющая различные уставки по частоте;

2) АЧР2 – медленнодействующая разгрузка с одной уставкой по частоте и разными уставками по времени;

3) дополнительная разгрузка – действующая при больших дефицитах мощности и предназначенная для ускорения отключения потребителей и увеличения объёма отключаемой нагрузки.

АЧР1 предназначена для предотвращения глубокого снижения частоты в первое время развития аварии и имеет уставки по частоте

48,5–46,5 Гц. В этом диапазоне частот назначается до 15–20 очередей [9]. Уставки каждой очереди различаются на $\Delta f = 0,1$ Гц и имеют минимальную выдержку времени 0,2–0,5 с для устранения ложной работы реле частоты в переходном режиме.

АЧР2 предназначена для восстановления частоты до нормального значения, если она длительно остается пониженной, или, как говорят, «зависает». АЧР2 выполняется с единой уставкой по частоте 49,3 Гц и различными уставками по времени.

Число очередей АЧР2 до 10 с задержкой по времени между смежными очередями $\Delta t = 2 - 3$ с.

Минимальная уставка по времени АЧР2 принимается равной 10–15 с.

АЧР2 начинает действовать, когда все очереди АЧР1 уже сработали и производит разгрузку мелкими порциями, обеспечивая подъем частоты до уровня 49,0–49,5 Гц.

Суммарная мощность потребителей, присоединенных к АЧР1, согласно [10], принимается равной наибольшему возможному дефициту мощности плюс запас 0,05, т.е.

$$P_{\text{АЧР1}} = P_{\text{д,макс}} + 0,05 \times P_{\text{н,ном}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{д,макс}}$ – максимально возможный дефицит генерирующей мощности;

$P_{\text{н,ном}}$ – нагрузка энергосистемы при номинальной частоте.

В качестве максимально возможного дефицита генерирующей мощности может быть принята мощность наиболее крупного генератора, целой станции или дефицита мощности, обусловленного отключением линии связи с энергосистемами [9,11]. В первом приближении можно ориентироваться на 25–30 % от мощности выделяемого района (энергосистемы).

Минимальный объем АЧР1, необходимый для предотвращения снижения частоты ниже значения $f_{\text{мин}}$ при известном дефиците мощности $\Delta P_{\text{Г}}$ может быть рассчитан по выражению [10]

$$P_{\text{АЧР1}} = \frac{\Delta P_{\text{Г}} - P_{\text{н,ном}} \times \left(1 - \frac{f_{\text{мин}}}{f_{\text{ном}}}\right) \times K_{\text{Н}}}{1 - \left(1 - \frac{f_{\text{мин}}}{f_{\text{ном}}}\right) \times K_{\text{Н}}}, \quad (3.2)$$

где $f_{\text{мин}}$ – минимальная уставка срабатывания по частоте АЧР1, Гц;

$f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота энергосистемы, Гц;
 ΔP_{Γ} – дефицит активной мощности в энергосистеме, МВт;
 $P_{\text{н,НОМ}}$ – суммарная нагрузка энергосистемы при номинальной частоте, МВт;

$\kappa_{\text{н}}$ – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки.

Если известен состав нагрузки, зависящий от частоты, коэффициент регулирующего эффекта нагрузки рассчитывается по формуле [12]

$$\kappa_{\text{н}} = a_1 + 2 \times a_2 + 3 \times a_3 + \dots + n \times a_n, \quad (3.3)$$

где $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ – составляющие общей нагрузки в долях единицы, которая зависит от частоты в первой, второй и т.д. степени.

При отсутствии состава нагрузки отключаемой устройствами АЧР коэффициент регулирующего эффекта нагрузки принимается равным 1,5–2 [4].

Мощность нагрузки отключаемая первой очередью АЧР1 $P_{\text{откл.1}}$ в % определяется по выражению

$$P_{\text{откл.1}} = 2 \times \kappa_{\text{н}} \times (f_{\text{НОМ}} - f_{\text{ср.1}}), \quad (3.4)$$

где $\kappa_{\text{н}}$ – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки;

$f_{\text{ср.1}}$ – Уставки срабатывания первой очереди АЧР1.

Мощность нагрузки отключаемая второй очередью АЧР1 $P_{\text{откл.2}}$ в % определяется с учетом отключенной мощности нагрузки $P_{\text{откл.1}}$ первой очередью АЧР1 по выражению

$$\begin{aligned}
 P_{\text{откл.2}} &= 2 \times \kappa_{\text{н}} \times (f_{\text{НОМ}} - f_{\text{ср.2}}) \times \left(1 - \frac{P_{\text{откл.1}}}{100}\right) = \\
 &= 2 \times \kappa_{\text{н}} \times (f_{\text{НОМ}} - f_{\text{ср.2}}) \times (1 - 0,01 \times P_{\text{откл.1}}), \quad (3.5)
 \end{aligned}$$

где $f_{\text{ср.2}}$ – уставка срабатывания второй очереди АЧР1.

Мощность нагрузки отключаемая последующими очередями АЧР1 определяется по выражению

$$P_{\text{откл.}n} = 2 \times \kappa_{\text{н}} \times (f_{\text{НОМ}} - f_{\text{ср.}n}) \times \left(1 - 0,01 \times \sum_{i=1}^{n-1} P_{\text{откл.}i}\right). \quad (3.6)$$

На практике для простоты допускается равномерное распределение общей отключаемой мощности между очередями АЧР1 [3,4]

$$P_{\text{откл.}i} = \frac{P_{\text{АЧР1}}}{N}, \quad (3.7)$$

где N – количество очередей АЧР1.

Мощность нагрузки, отключаемой устройствами АЧР2 на основе опыта эксплуатации принимается $P_{\text{АЧР2}} = 0,4 \cdot P_{\text{АЧР1}}$ [4,9,10] и распределяется поровну между очередями с задержкой времени между смежными очередями 2–3 с.

Минимальный объем АЧР2 $P_{\text{АЧР2}}$ необходимый для восстановления частоты от значения $f_{\text{мин}}$ до значения частоты восстановления $f_{\text{в}}$ при известном дефиците мощности $\Delta P_{\text{г}}$ может быть рассчитан по выражению [10]:

$$P_{\text{АЧР2}} = \frac{k_{\text{н}} \times (P_{\text{н,ном}} - \Delta P_{\text{г}})}{\left[1 - \left(1 - \frac{f_{\text{в}}}{f_{\text{ном}}}\right) \times k_{\text{н}}\right] \times \left[1 - \left(1 - \frac{f_{\text{мин}}}{f_{\text{ном}}}\right) \times k_{\text{н}}\right]} \times \frac{f_{\text{в}} - f_{\text{мин}}}{f_{\text{ном}}}, \quad (3.8)$$

$$f_{\text{в}} = f_{\text{ном}} - \Delta f = f_{\text{ном}} - \frac{(\Delta P_{\text{г}} - P_{\text{АЧР}}) \times f_{\text{ном}}}{k_{\text{н}} \times (1 - P_{\text{АЧР}})}, \quad (3.9)$$

где $P_{\text{АЧР}}$ – мощность нагрузки отключенной очередями АЧР, в относительных единицах.

При значительном дефиците мощности АЧР1 и АЧР2 могут оказаться неэффективными. Во-первых, АЧР начинают действовать при снижении частоты до значения 48,5 Гц, во-вторых, очереди АЧР имеют выдержку времени, в-третьих, при значительном дефиците активной мощности возникает «лавина частоты», которая может сопровождаться «лавиной напряжения», что может привести к неправильной работе реле частоты [9,10]. Для исключения данного явления используется дополнительная частотная разгрузка.

Минимальный объем дополнительной частотной разгрузки, может быть, рассчитан по выражению [10]

$$P_{\text{доп,ч,р}} = K_3 \times \frac{\Delta P_{\Gamma} - \Delta P_{\Gamma,\text{пред}}}{1 - \Delta P_{\Gamma,\text{пред}}}, \quad (3.10)$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса;

$\Delta P_{\Gamma,\text{пред}}$ – предельно допустимое значение дефицита мощности.

Дополнительную разгрузку выполняют по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита мощности независимо от изменения частоты. Дополнительная разгрузка возможна по изменению величины тока по межсистемной линии, изменению величины или направления мощности линии связи, трансформатора связи, отключению линии связи или крупного генератора, по скорости снижения частоты. Выбор параметра срабатывания дополнительной частотной разгрузки должен быть обоснован с учетом местных условий.

3.4 Автоматическое повторное включение после АЧР

После окончания действия очередей АЧР1 и АЧР2 происходит восстановление частоты до уставок возврата АЧР2 или несколько выше. Далее, путем частотного пуска гидрогенераторов или их перевода из режима синхронного компенсатора в режим выдачи активной мощности и диспетчерских мероприятий осуществляется дальнейшее повышение частоты, что создает условия для постепенного повторного включения отключенных нагрузок. Эти функции выполняют устройства автоматического повторного включения по частоте (ЧАПВ) [10].

К устройствам ЧАПВ в первую очередь должны подключаться потребители, которые отключаются последними очередями АЧР, а затем потребители, которые отключаются первыми очередями АЧР. Уставки по частоте устройств ЧАПВ должны быть несколько выше, чем значения, до которых восстанавливаются частота после работы АЧР.

Диапазон уставок ЧАПВ по частоте лежит в пределах 49,5–50 Гц. ЧАПВ выполняется несколькими очередями как с единой уставкой по частоте, так и с различными. Последовательность срабатывания очередей ЧАПВ в первом случае обеспечивается за счет различных уставок по времени, во втором случае для обеспечения заданной последовательности включения потребителей очереди с более высокими уставками по частоте имеют большие уставки по времени.

Начальная уставка по времени устройств ЧАПВ принимается в интервале 10–20 секунд, чтобы проконтролировать, что восстановление частоты длительное. Конечная уставка по времени ЧАПВ не лимитируется и может задаваться в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями принимается, как правило, не менее 5 секунд.

Для того чтобы очередь ЧАПВ не приводила к понижению частоты более чем на величину $\Delta f = f_{\text{в}} - f_{\text{контр}}$, мощность нагрузки, включаемой очередью ЧАПВ, не должна превышать

$$P_{\text{ЧАПВ}} = \frac{\kappa_{\text{н}} \times (f_{\text{в}} - f_{\text{контр}}) \times (1 - P_{\text{АЧР}} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{\text{ЧАПВ}})}{f_{\text{ном}}}, \quad (3.11)$$

где $f_{\text{контр}}$ – значение частоты, которое определяется конкретными условиями дефицитной энергосистемы, ниже которого не должна снижаться частота в результате действия ЧАПВ;

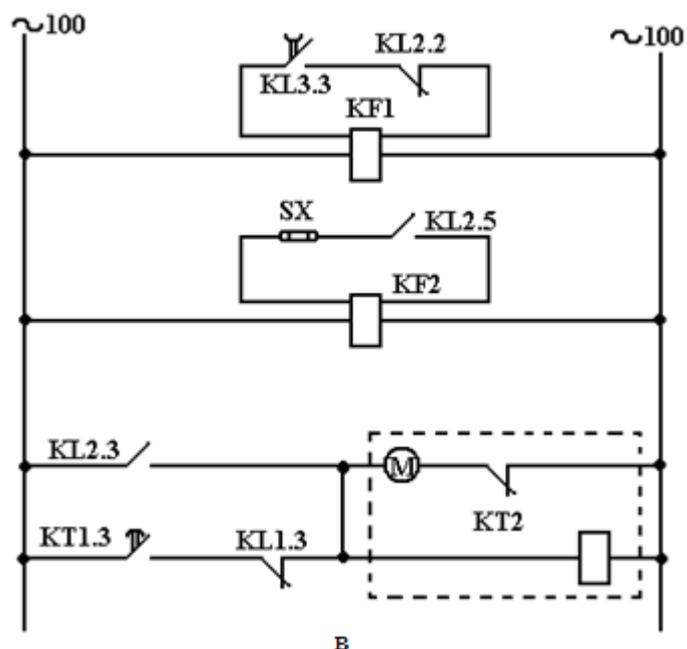
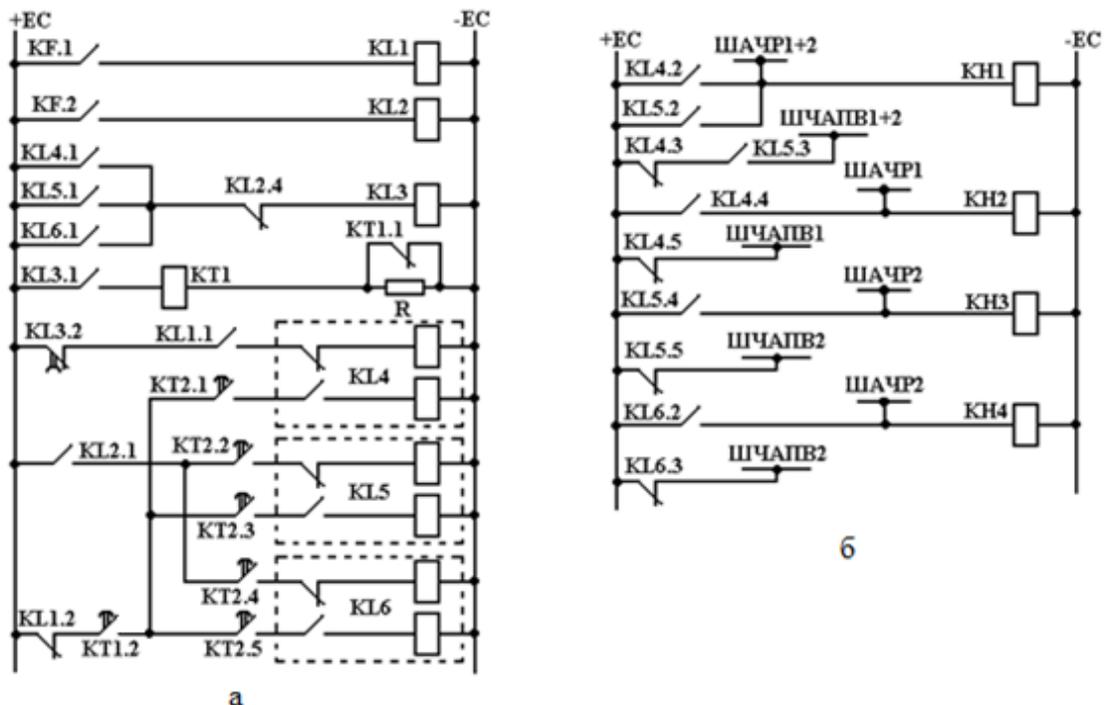
$\sum_{i=1}^{n-1} P_{\text{ЧАПВ}}$ – мощности, подключенные очередями ЧАПВ, в относительных единицах.

3.5 Схемы АЧР и ЧАПВ

3.5.1 Схема АЧР и ЧАПВ на релейно-контактных элементах

На рисунке 3.1 приведена типовая схема АЧР и ЧАПВ с двумя реле частоты, позволяющая осуществлять как независимые очереди АЧР1 и АЧР2 с ЧАПВ, так и совмещенную очередь в сочетании с независимой очередью АЧР2 и ЧАПВ [10]. Схема работает следующим образом. При снижении частоты сначала срабатывает реле частоты KF2, имеющее уставку $f_{\text{АЧР2}} > f_{\text{АЧР1}}$. Замыкание контакта реле KF2 приводит к срабатыванию реле KL2. Последнее, сработав путем замыкания контакта KL2.1 подготавливает цепи срабатывания реле KL5 и KL6. Путем замыкания контакта KL2.3 запускается моторное реле времени KT2, создающее выдержку времени АЧР2. При замыкании контакта KL2.5 осуществляется изменение уставки срабатывания АЧР2 на уставку возврата обеспечивающую подъём частоты в энергосистеме до значений выше уставки срабатывания АЧР2. Реле KL2 при срабатывании размыкает контакты KL2.2, в цепи уставки возврата реле KF1, и контакт KL2.4 в цепи реле KL3.

При дальнейшем снижении частоты до уставки АЧР1 срабатывает реле частоты KF1 и запускает реле KL1, которое своим контактом KL1.1 подает напряжение на обмотку выходного реле



а, б – цепи постоянного тока; в – цепи переменного тока

Рисунок 3.1 – Типовая схема АЧР и ЧАПВ

АЧР1 KL4. Реле KL4 работает и замкнет контакт KL4.1 в цепи реле KL3, а контактами KL4.2, KL4.4 подает напряжение на отключающие шинки к которым подключены индивидуальные реле подающие команду на отключение потребителей, составляющих данную очередь

АЧР1 и размыкает контакты KL4.3 и KL4.5 в цепи ЧАПВ.

Если после срабатывания АЧР1 частота в системе не поднимется выше уставки АЧР2, то через определенную выдержку времени, установленную на реле КТ2, замкнется контакт КТ2.2, что приведет к срабатыванию реле первой очереди АЧР2 KL5. Реле KL5 замкнет контакт KL5.1 в цепи реле KL3, а контактами KL5.2 и KL5.4 подает напряжение на отключающие шинки, к которым подключены индивидуальные реле подающие команду на отключение потребителей, составляющих данную очередь АЧР2 и размыкает контакты KL5.3 и KL5.5 в цепи ЧАПВ. При дальнейшем снижении частоты сработает реле второй очереди АЧР2 KL6.

После того как частота в энергосистеме поднимется выше уставки возврата реле KF2, оно сработает и разомкнет свой контакт в цепи реле KL2, которое потеряет питание и замкнет свой контакт KL2.4 в цепи реле KL3 и разомкнет контакт KL2.3 в цепи реле КТ2, которое возвращается в исходное положение. Таким образом, осуществляется подготовка схемы для работы ЧАПВ.

Реле KL3 сработает, в том случае если работала, хоть одна из очередей разгрузки, т.е. если будет замкнут один из контактов KL4.1 или KL5.1 или KL6.1. При срабатывании реле KL3 контактом KL3.3 переключает реле KF1 на уставку ЧАПВ, а контактом KL3.1 подает питание на реле времени КТ1.

Выдержка времени реле КТ1 вводится для исключения ложной работы ЧАПВ во время переключения уставки KF1. После срабатывания КТ1 подготовка к работе ЧАПВ заканчивается.

При размыкании контакта KF1 в цепи реле KL1, когда частота в энергосистеме поднимается выше уставки ЧАПВ, последнее замыкает свой контакт KL1.3 в цепи реле КТ2, которое срабатывает и создает выдержки ЧАПВ. Двухпозиционные реле KL6, KL5 и KL4 возвращаются в первоначальное положение, осуществляя повторное включение потребителей.

Возврат схемы в исходное состояние происходит при отпадании реле KL3, когда все очереди ЧАПВ сработают. Если же до конца работы всех очередей ЧАПВ происходит повторное снижение частоты ниже уставки реле KF2, то схема ЧАПВ разбирается, и при новом повышении частоты весь цикл запуска ЧАПВ повторяется сначала.

3.5.2 Микроэлектронное аналоговое комплексное устройство АЧР и ЧАПВ

Функциональная схема аналогового комплексного устройства АЧР и ЧАПВ представлена на рисунке 3.2. Данное устройство содержит три бесконтактных реле частоты KF1, KF2, KF3 и три RC-элемента выдержки времени DT1, DT2, DT3, которые могут выводиться из действия накладками SX1, SX2, SX3 [3,4].

Данное устройство позволяет реализовать две очереди АЧР1, либо АЧР2 или комбинированную АЧР1, АЧР2 и ЧАПВ.

Измерительные реле частоты KF1, KF2, KF3 функционируют на основе времяимпульсного сравнения фаз ЭСФ двух напряжений, а именно входного $\underline{U}_{\text{вх}} = \underline{U}_f$ вторичного измерительного трансформатора напряжения TLV и напряжения $\underline{U}_R = \underline{I} \times R$, снимаемого с резистора последовательного LCR – резонансного контура, настроенного на частоту $f_{\text{ном}} = 50$ Гц.

При $f = f_{\text{ном}} = 50$ Гц напряжения $\underline{U}_{\text{вх}}$ и \underline{U}_R совпадают по фазе, а при отклонении частоты от номинального значения расходятся по фазе.

При снижении частоты до частоты срабатывания реле KF1 ЭСФ данного реле релейно формирует дискретный потенциальный сигнал, возбуждающий, при замкнутой накладке SX1, выходное электромагнитное реле KL1 быстродействующей очереди АЧР1.

Если используется две очереди АЧР1, то аналогичным образом, при снижении частоты до частоты срабатывания реле KF2 ЭСФ данного реле релейно формирует дискретный потенциальный сигнал,

возбуждающий, при замкнутой накладке SX2, выходное электромагнитное реле KL2.

Реле KL1 и KL2 сработав подают команду на отключение потребителей подключенным к очередям АЧР1.

При использовании двух очередей АЧР2 накладки SX1 и SX2 разомкнуты и от реле KF1 запускается элемент выдержки времени DT1, а от реле KF2 запускается элемент выдержки времени DT2, которые с установленными выдержками времени возбуждают соответственно реле KL1 и KL2.

Если используются АЧР1 и АЧР2, то накладка SX1 замкнута, а накладка SX2 разомкнута.

При восстановлении частоты до уставки срабатывания ЧАПВ измерительное реле частоты KF3 с помощью инвертора DU формирует дискретный потенциальный сигнал, запускающий элемент выдержки времени DT3 устройства ЧАПВ.

Устройство содержит логический элемент $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ), не допускающий действия ЧАПВ при срабатывании АЧР с помощью элемента DW.

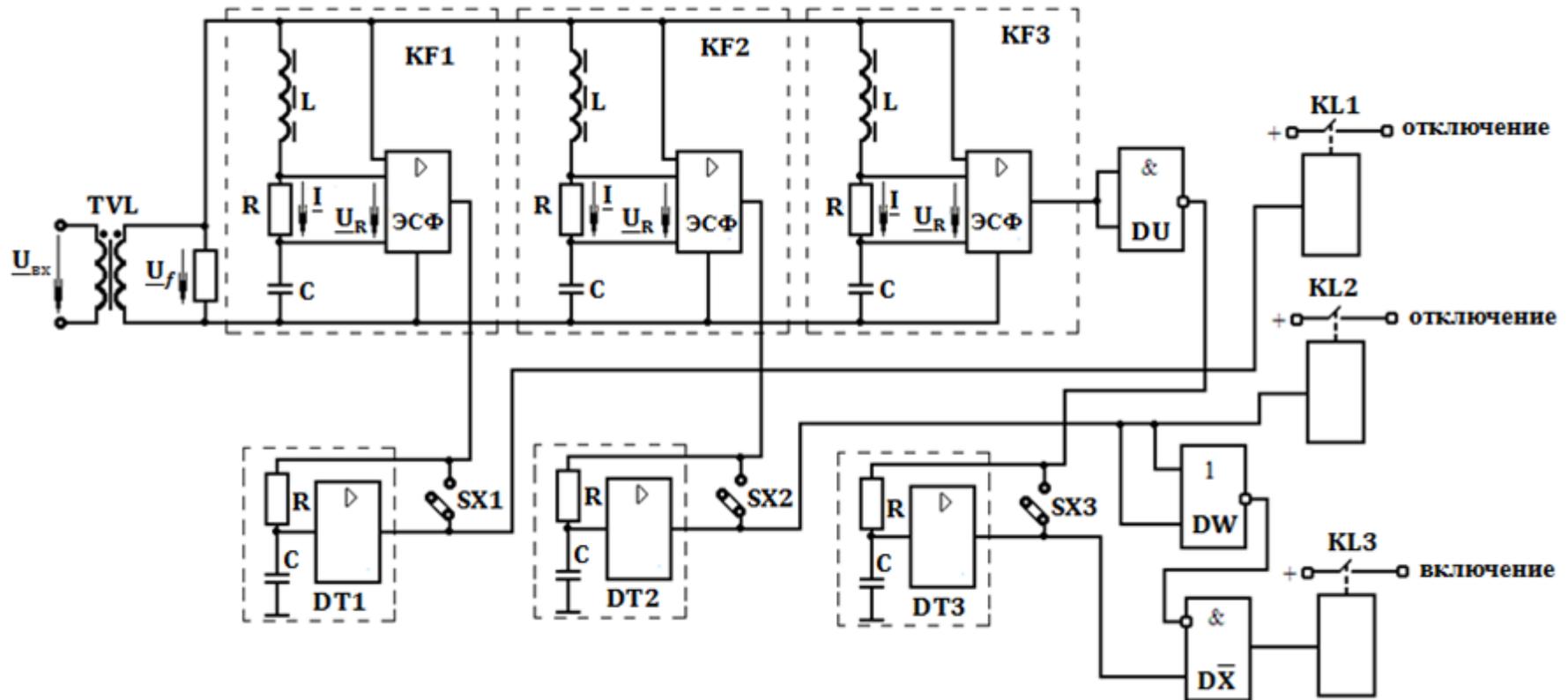


Рисунок 3.2 – Функциональная схема микроэлектронного аналогового комплексного устройства АЧР и ЧАПВ

По истечении установленной выдержки времени на DT3 срабатывает реле KL3 и осуществляет подключение отключенной нагрузки очередями АЧР.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего предназначено АЧР?
2. Назначение АЧР1?
3. Назначение АЧР2?
4. Назначение дополнительной частотной разгрузки?
5. Почему система АЧР выполняется с несколькими ступенями?
6. Что такое «регулирующий эффект нагрузки»?
7. Каково назначение ЧАПВ?
8. Укажите требования, предъявляемые к схемам АЧР?
9. Как определяются мощности нагрузки, отключаемой устройствами АЧР1 и АЧР2?
10. До какого значения должна подниматься частота в энергосистеме после срабатывания устройств АЧР?
11. Какова начальная уставка по частоте устройства ЧАПВ?
12. Какова начальная уставка по частоте устройства АЧР1?
13. Какова начальная уставка по частоте устройства АЧР2?
14. Какова начальная уставка по времени устройства ЧАПВ?
15. Какова начальная уставка по времени устройства АЧР2?
16. Чему равен минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ?

4 Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу

4.1 Общие сведения

Процесс включения синхронного генератора на параллельную работу с другими генераторами или с энергосистемой называется синхронизацией.

Различают синхронизацию автоматическую, при которой все операции производятся специальными автоматическими устройствами без вмешательства персонала, и полуавтоматическую, при которой действия персонала сведены к минимуму и ограничиваются только регулированием частоты вращения синхронизируемого генератора, в то время как другие операции производятся автоматически.

Автоматизация всех операций при синхронизации позволяет исключить тяжелые последствия ошибочных действий персонала.

Для включения синхронных генераторов на параллельную работу в настоящее время применяют два способа: самосинхронизация и точная синхронизация.

При включении синхронного генератора на параллельную работу способом самосинхронизации он невозбужден и разворачивается турбиной до скорости близкой к синхронной.

При определенном скольжении и ускорении его ротора по отношению к ротору эквивалентного генератора энергосистемы включается в сеть, после чего сразу же подается возбуждение и происходит втягивание ротора в синхронизм.

При точной синхронизации генератор разворачивается до подсинхронных оборотов и возбуждается. В момент его включения в сеть необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

- примерное равенство частот синхронизирующего генератора и сети;
- примерное равенство напряжений генератора и сети;
- отсутствие сдвига фаз синхронизируемых напряжений.

4.2 Автоматическое включение синхронных генераторов по способу самосинхронизации

Включение невозбужденного генератора в сеть эквивалентно для энергосистемы внезапному трехфазному короткому замыканию за сопротивлением генератора. Величину периодической слагающей уравнительного тока в первый момент включения можно определить, пользуясь схемой замещения приведенной на рисунке 4.1 при $E_{q,d}'' = 0$

$$I_y'' = \frac{E_{q,c}''}{x_d'' + x_c''}, \quad (4.1)$$

где $E_{q,c}''$ – эквивалентная сверхпереходная ЭДС энергосистемы, равная напряжению сети в точке подключения генератора до его включения;

x_d'' , x_c'' – сверхпереходные сопротивления синхронизируемого генератора и энергосистемы.

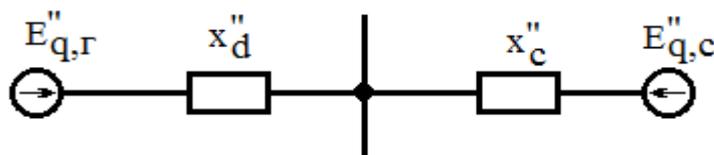


Рисунок 4.1 – Схема замещения при синхронизации генератора с энергосистемой

Если $x_c'' = 0$, что имеет место при включении генератора на шины энергосистемы бесконечной мощности, уравнивающий ток имеет наибольшее значение, которое равно:

$$I_y'' = \frac{E_{q,c}''}{x_d''} \approx I_{п,0,\Gamma}, \quad (4.2)$$

где $I_{п,0,\Gamma}$ – действующее значение сверхпереходного тока трехфазного КЗ на выводах генератора.

Поскольку $x_c'' > 0$, то величины уравнивающих токов и электромагнитных моментов на валу генератора при синхронизации не превышают соответствующих значений при КЗ на выводах генератора, на которые он рассчитан [3,4].

Остаточное напряжение на зажимах генератора в первый момент времени равно

$$U_\Gamma = \frac{E_{q,c}'' \times x_d''}{x_d'' + x_c''}. \quad (4.3)$$

Согласно ПУЭ способ самосинхронизации, как основной способ включения на параллельную работу, может предусматриваться для:

- турбогенераторов мощностью до 3МВт;

- турбогенераторов с косвенным охлаждением мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины, если периодическая составляющая переходного тока при включении в сеть способом самосинхронизации не превосходит $3,5 \times I_{Г,НОМ}$, т.е.

$$I_{\text{вкл}} = \frac{U_{\text{с,о}}}{x'_d + x_c} \leq 3,5 \times I_{Г,НОМ}, \quad (4.4)$$

где $U_{\text{с,о}}$ – напряжение сети до включения, приведенное к ступени генератора, принимается равным $1,05 \cdot U_{Г,НОМ}$;

x_c – сопротивление сети, приведенное к напряжению генератора;

x'_d – переходное сопротивление генератора с косвенным охлаждением по продольной оси;

- турбогенераторов с косвенным охлаждением, работающих в блоке с трансформаторами;

- гидрогенераторов мощностью до 50 МВт.

Согласно ПУЭ, при аварийных режимах в электрической системе включение на параллельную работу всех генераторов вне зависимости от системы охлаждения и мощности может производиться способом самосинхронизации.

На тепловых электростанциях операция самосинхронизации турбогенераторов осуществляется, как правило, полуавтоматически. Регулирование частоты вращения генератора и её подгонка к под синхронной возлагаются на персонал. Включение генератора в сеть производится автоматически устройством самосинхронизации при заданном значении скольжения.

На рисунке 4.2 приведена схема устройства полуавтоматической самосинхронизации применяемой на тепловых электростанциях [2].

Основным элементом устройства является реле разности частот КР, контролирующее разность частот напряжений генератора и сети. В качестве реле КР широко применяется реле частоты типа ИРЧ – 01А, обмотка 2 которого подключается последовательно с реостатом R1 к трансформатору напряжения TV1 включаемого генератора. Обмотка 1 подключается к трансформатору напряжения сети TV2. Устройство полуавтоматической синхронизации вводится в работу ключом SA, замыкающим цепи трансформаторов напряжения TV1 и TV2, цепи оперативного постоянного напряжения и выходные цепи.

Реле ИРЧ – 01А в момент подачи напряжения на его обмотки может кратковременно замыкать свои контакты.

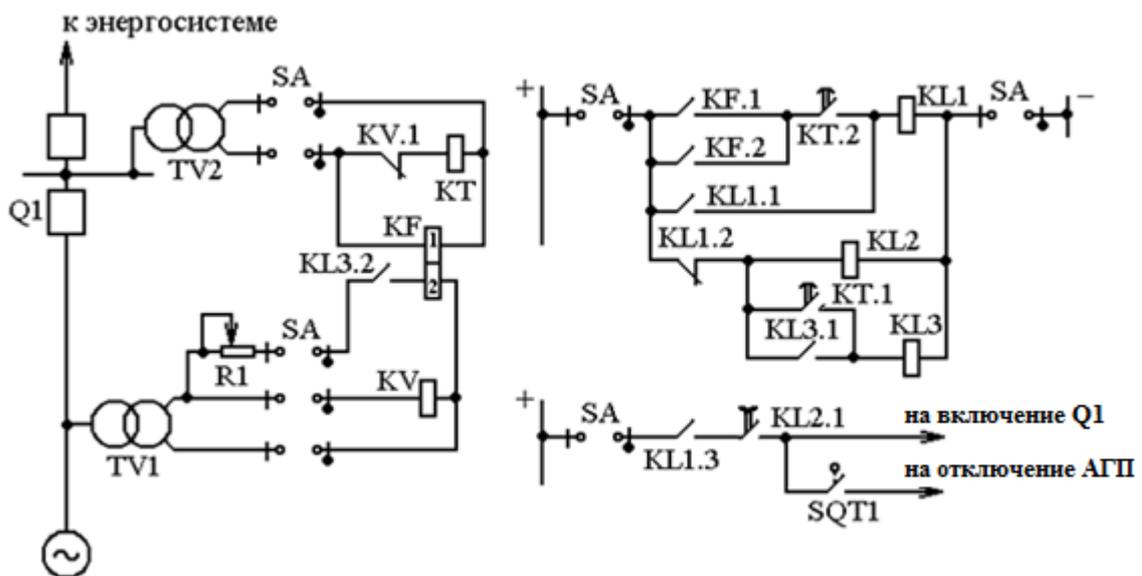


Рисунок 4.2 – Схема полуавтоматической самосинхронизации

Чтобы исключить неправильное действие устройства, обмотки 1 и 2 реле KF подключаются к трансформаторам TV1 и TV2 не одновременно: сначала подключается обмотка 1, а затем через время в несколько секунд, устанавливаемое на проскальзывающем контакте реле времени KT.1 подключается обмотка 2.

Подключение обмотки 2 осуществляется с помощью промежуточного реле KL3. Кроме того, вводится дополнительная выдержка на контакте KT.2 в цепь контактов KF.1 и KF.2, исключающая неправильное срабатывание устройства в момент подачи напряжения на обмотку 2 реле KF.

Реле KF срабатывает при частоте скольжения равной частоте срабатывания и подает питание на выходное реле устройства KL1, которое с помощью контакта KL1.1 самоудерживается, а контактом KL1.3 замыкает цепь включения выключателя Q1. После включения выключателя генератора включается автомат гашения поля генератора, подающий возбуждение на обмотку ротора генератора. Возбужденный генератор окончательно втягивается в синхронизм.

Самоудержание выходного реле KL1 обеспечивает надежное включение выключателя и АГП генератора. Промежуточное реле KL2, имеющее задержку при возврате, ограничивает длительность сигнала на включение выключателя и АГП. Во избежание опасного воздействия номинального напряжения трансформатора TV1 возбужденного генератора на обмотку 2 реле KF, не рассчитанную на это напряжение, цепь последней размыкается контактом KL3.2 после

возврата реле KL3, вызванного размыканием контакта KL1.2. Реле KV, предназначено для исключения подачи номинального напряжения возбужденного генератора на обмотку 2 реле KF до включения генератора в сеть, что может произойти вследствие ошибочных действий персонала. Размыкающий контакт реле KV размыкает цепь реле времени КТ и исключает, таким образом, возможность срабатывания реле KL3.

4.3 Автоматическое включение синхронных генераторов по способу точной синхронизации

4.3.1 Общие сведения

В § 4.1 приведены условия точной синхронизации, соблюдение которых обеспечивает включение генераторов в сеть без толчка уравнивающего тока и мощности. Однако выполнить точно указанные условия практически трудно.

Поэтому включение генератора допускается производить при разности частот генератора и сети $0,1 \div 0,2$ Гц и разности напряжений генератора и сети не более $5 \div 10\%$ номинального.

Включение генератора в сеть на параллельную работу способом точной синхронизации может осуществляться как в ручную оперативным персоналом, так или с помощью автоматических устройств.

Автоматические устройства точной синхронизации синхронных генераторов состоят из трех основных блоков, обеспечивающих три условия точной синхронизации [3,4]:

- равенство амплитуд ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции (уравнитель амплитуд напряжения);
- близкая к синхронной частоте частота вращения генератора (уравнитель частот);
- совпадение по фазе векторов ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции (автоматический синхронизатор).

Автоматический синхронизатор выдает разрешающий сигнал на включение привода выключателя с опережением момента времени совпадения векторов ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции.

Поэтому первые автоматические синхронизаторы определяли заданный неизменный угол опережения $\delta_{оп} = \omega_s \times t_{вкл, выкл}$ и назывались автоматическими синхронизаторами с постоянным углом опережения (СПУО) на параллельную работу

Однако угол опережения при постоянном времени включения

выключателя $t_{\text{вкл, выкл}}$ должен быть переменным, зависящим от ω_s .

Современные автоматические синхронизаторы выполняются с определением времени опережения $t_{\text{оп}}$ и называются автоматическими синхронизаторами с постоянным временем опережения (СПВО).

Последние разработки автоматических синхронизаторов СПВО представляют собой специализированное аналоговое или цифровое вычислительное устройство, определяющее необходимый изменяющийся с изменением ω_s угол опережения в предположении равноускоренного вращения синхронного генератора.

4.3.2 Синхронизатор с постоянным углом опережения

Схема синхронизатора с постоянным углом опережения приведена на рисунке 4.3.

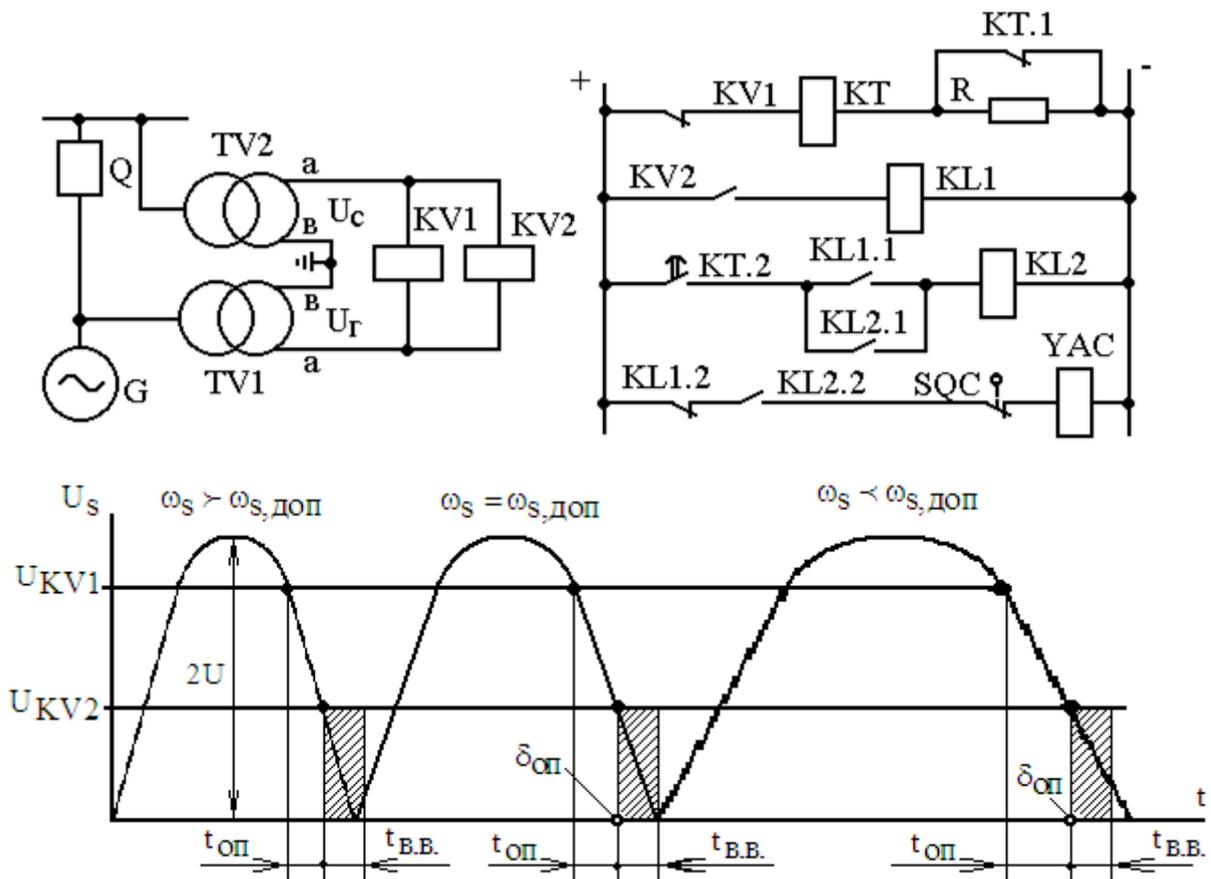


Рисунок 4.3 – Схема синхронизатора с постоянным углом опережения

Получение заданного постоянного угла опережения $\delta_{оп}$ в схеме осуществляется с помощью реле минимального напряжения KV2, включенного на напряжение скольжения (биения) u_s . Напряжение скольжения получается путем включения вторичных обмоток трансформаторов напряжения генератора и сети на разность напряжений, т.е. $u_s = u_r - u_c$.

Поскольку $u_r = U_r \times \sin \omega_r \times t$, $u_c = U_c \times \sin \omega_c \times t$ то напряжение биения

$$u_s = U_r \times \sin \omega_r \times t - U_c \times \sin \omega_c \times t. \quad (4.5)$$

При $U_r = U_c = U$ выражение для напряжения скольжения имеет вид

$$\begin{aligned} u_s &= U \times (\sin \omega_r \times t - \sin \omega_c \times t) = \\ &= \left(2U \times \sin \frac{\omega_s \times t}{2} \right) \times \cos \frac{\omega_r + \omega_c}{2} \times t. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Из выражения (4.6) видно, что напряжение скольжения u_s представляет собой гармоническое колебание в функции двух частот, равных полусумме и полуразности угловых частот вращения генератора и сети. Рабочей областью синхронизатора является нисходящая часть огибающей напряжения скольжения, которая в выражении (4.6) представлена в скобках.

Поскольку между напряжением U_s и углом δ существует зависимость $U_s = 2U \cdot \sin \delta/2$, то реле KV2, настроенное на срабатывание при напряжении U_{KV2} , будет срабатывать при заданном угле опережения $\delta_{оп}$.

Контроль скольжения ω_s производится по скорости изменения напряжения скольжения и осуществляется с помощью реле напряжения KV1, настроенного на срабатывание при напряжении U_{KV1} , реле напряжения KV2 и реле КТ. Промежуточные реле KL1 и KL2 образуют логическую схему.

Принцип работы данного синхронизатора заключается в следующем. При напряжении биения выше уставок срабатывания реле напряжения KV1 и KV2, реле KV1 держит свой контакт разомкнутым, а реле KV2 – замкнутым. Реле напряжения KV1, уставка срабатывания которого U_{KV1} выше, чем у реле напряжения KV2, замыкает свой контакт каждый период биения и запускает реле времени КТ. При этом

происходит сравнение интервала времени $t_{оп}$ с уставкой реле времени КТ.

При большой разности частот, т.е. при $\omega_s > \omega_{s,доп}$ реле напряжения KV2 разомкнет свой контакт раньше, чем реле времени КТ замкнет свой контакт КТ.2. Поэтому по истечении выдержки времени реле КТ реле KL2 не сработает, так как контакт KL1.1 в его цепи разомкнут, и импульс на включение выключателя не будет подан.

Если скорость скольжения меньше допустимой или равна её, т.е. $\omega_s \leq \omega_{s,доп}$ напряжение снижается медленно и поэтому реле времени КТ замкнет свой контакт раньше, чем сработает реле напряжения KV2. При замыкании контакта КТ.2, через ещё замкнутый контакт KL1.1 получает питание реле KL2, которое срабатывает и самоудерживается с помощью своего контакта KL2.1. Контакт KL2.2 замыкается и подготавливает цепь включения выключателя.

При дальнейшем снижении напряжения биения сработает реле KV2 и разомкнет свой контакт в цепи реле KL1, которое потеряв питание, замкнет свой контакт KL1.2 в цепи включения выключателя.

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

Достоинством рассматриваемого синхронизатора является простота выполнения. Основным же недостатком синхронизаторов с постоянным углом опережения является то, что они по принципу действия допускают при малой скорости скольжения включение генератора с толчком.

Время опережения, задаваемое синхронизатором с постоянным углом опережения при разной частоте скольжения, определяемым следующим выражением

$$t_{оп} = \delta_{оп} / \omega_s. \quad (4.7)$$

Поскольку $\delta_{оп}$ – величина постоянная, следовательно, чем меньше скорость скольжения, тем больше будет время опережения, задаваемое синхронизатором, тем больше будет угол ошибки при включении генератора в сеть, так как время включения выключателя постоянно. Из диаграммы рисунка 4.3 видно, что при частоте скольжения $\omega_s = \omega_{s,доп}$ включение генератора происходит точно в момент оптимума, так как при этом $t_{оп} = t_{в.в}$. Однако при $\omega_s < \omega_{s,доп}$ выключатель включается раньше оптимума, поскольку в этом случае $t_{оп} > t_{в.в}$.

Полуавтоматические синхронизаторы с постоянным углом опережения часто используются в качестве блокирующих устройств, контролирующих правильность действий оперативного персонала при синхронизации генераторов. При этом выходная цепь синхронизатора включается последовательно с контактами ключа управления. Оператор, синхронизирующий генератор, в ручную дает команду на включение выключателя, наблюдая за движением стрелки синхронизатора, а синхронизатор при угле опережения, меньшем заданного, и при допустимой скорости скольжения разрешает включение выключателя генератора.

4.3.3 Автоматические синхронизаторы с постоянным временем опережения

На электрических станциях широкое применение получили синхронизаторы с постоянным временем опережения следующих типов: АСТ-4, УБАС (устройство бесконтактное автоматической синхронизации).

Автоматические синхронизаторы типа АСТ-4 и УБАС, обеспечивают автоматизацию всех операций при точной синхронизации [9]. Данные автосинхронизаторы имеют следующие основные узлы:

- узел опережения, определяющий момент подачи импульса на включение выключателя;
- узел контроля разности частот, определяющий допустимость скольжения для включения синхронизируемого генератора;
- узел контроля разности напряжения, сравнивающий напряжения сети и синхронизируемого генератора;
- узел выравнивания частоты вращения синхронизируемого генератора и сети;
- узел блокировок, обеспечивающий соответствующее взаимодействие элементов в схеме автосинхронизатора.

Функциональная схема автоматического синхронизатора с постоянным временем опережения представлена на рисунке 4.4.

Автоматические синхронизаторы типа АСТ-4 и УБАС используют информацию об угле сдвига фаз δ и разности частот ω_s на основе преобразований напряжения биения u_s в напряжение

$$U_s = 2 \times E \times \sin \frac{\omega_s \times t}{2}, \quad (4.8)$$

форма кривой которого представляет собой огибающую амплитудных значений напряжения u_s и представлена на рисунке 4.5.

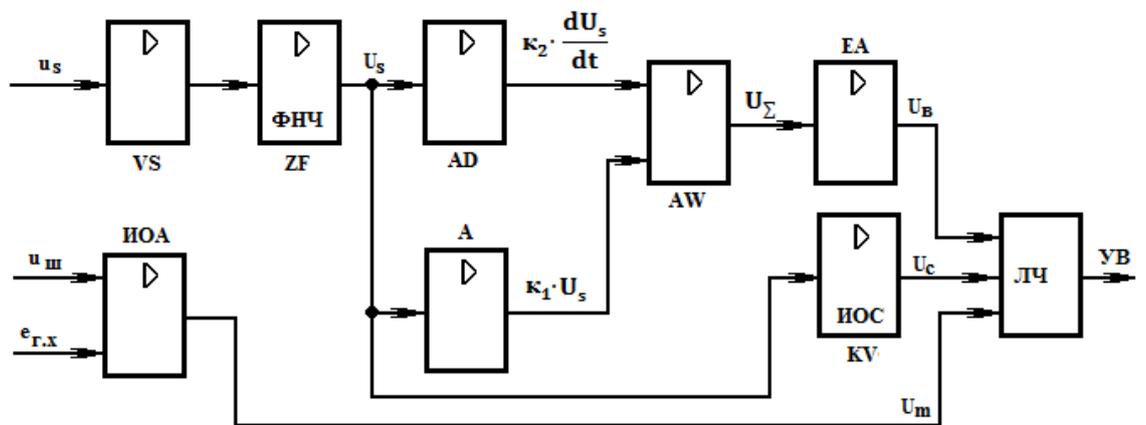


Рисунок 4.4 – Функциональная схема автоматического синхронизатора с постоянным временем опережения

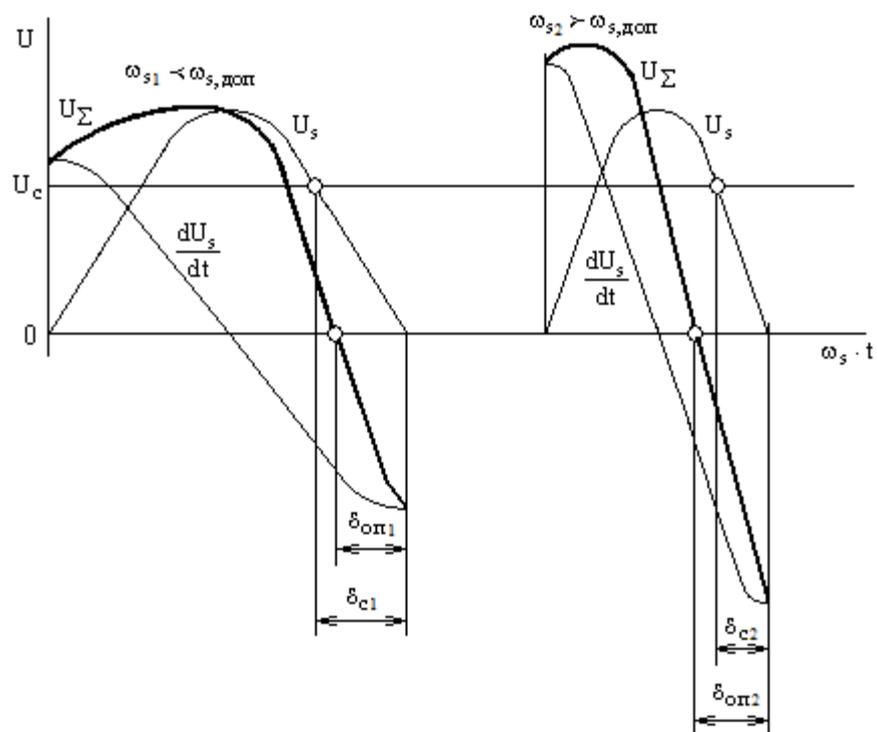


Рисунок 4.5 – Диаграммы, поясняющие принцип работы синхронизаторов с постоянным временем опережения

Преобразование напряжения u_s сводится к выпрямлению выпрямителем VS и выделению частотным фильтром нижних частот ZF составляющей U_s изменяющейся с разностью частот

$$\omega_s \leq (\omega_r + \omega_c)/2 \approx \omega_c.$$

Для фиксирования постоянного времени опережения $t_{оп}$ используется свойство суммы напряжения U_s и его производной

$$\frac{dU_s}{dt} = E \times \omega_s \times \cos \frac{\omega_s \times t}{2}$$

проходить через нулевое значение, с опережением оптимального для синхронизации момента $n \times T_s$ снижения до нуля напряжения опережения U_s на время $t_{оп}$, не зависящее при ограниченных углах $\delta_{оп} = \omega_s \times t_{оп} < \pi/3$ от разности частот ω_s [3,4].

Суммарное напряжение на выходе сумматора AW в момент времени $t_0 = T_s - t_{оп}$ равно:

$$\begin{aligned} U_{\Sigma} &= \kappa_1 \times U_s + \kappa_2 \times \frac{dU_s}{dt} = \\ &= 2 \times \kappa_1 \times E \times \sin \frac{\omega_s \times t_0}{2} + \kappa_2 \times E \times \omega_s \times \cos \frac{\omega_s \times t_0}{2} = 0. \end{aligned} \quad (4.9)$$

При $t_{оп} = T_s - t_0$ в соответствии с (4.9) имеем

$$2 \times \kappa_1 \times \text{tg} \frac{\omega_s \times t_{оп}}{2} = \kappa_2 \times \omega_s. \quad (4.10)$$

При малых углах $\delta_{оп}$ функция $\text{tg} \delta_{оп}/2 \approx \delta_{оп}/2$ и поэтому согласно (4.10)

$$t_{оп} = \kappa_2/\kappa_1 = \text{const}. \quad (4.11)$$

Дискретный сигнал на включение привода выключателя формируется в компараторе EA релейного действия, сравнивающего напряжение на выходе сумматора AW с нулевым значением.

Сигнал U_B с выхода компаратора EA поступает в логическую часть ЛЧ автоматического синхронизатора на выходе, которого он превращается в управляющее воздействие при условии, что разность частот ω_s не превышает указанное допустимое значение $\omega_{s,доп}$, ограничиваемое измерительным органом скольжения ИОС. ИОС

содержит измерительное реле минимального напряжения KV, которое фиксирует допустимый угол опережения $\delta_{оп, доп}$.

Автоматический синхронизатор работает следующим образом. При $\omega_{s1} < \omega_{s, доп}$ угол опережения, определяемый синхронизатором, $\delta_{оп1} = \omega_{s1} \times t_{вкл, выкл} < \delta_{оп, доп} = \omega_{s, доп} \times t_{вкл, выкл}$ и поэтому по мере снижения напряжения U_s и угла δ первым срабатывает реле ИОС, так как $\delta_{оп1} < \delta_{с1}$, и подает сигнал U_c на вход логической части ЛЧ, который разрешает прохождение сигнала U_B с выхода компаратора ЕА через логическую часть. Если же $\omega_{s2} > \omega_{s, доп}$, то и угол $\delta_{оп2} > \delta_{оп, доп}$ и поэтому первым сработает компаратор ЕА, так как $\delta_{оп2} > \delta_{с2}$, но его сигнал U_B не пройдет на выход логической части.

Запрет на формирование управляющего сигнала на включение привода выключателя производится и от измерительного органа амплитуд ИОА, сигнал U_m , при недопустимой разности амплитуд $E_{Г, X}$ и $U_{ш}$, поскольку рассмотренные выше соотношения, определяющие время опережения синхронизатора, справедливы только при равенстве амплитуд.

Схема автоматического синхронизатора с постоянным временем опережения типа АСТ-4 приведена на рисунке 4.6.

На работу синхронизатора АСТ-4 не оказывает существенного влияния изменение напряжения генератора и сети. Синхронизатор нормально функционирует при отклонении напряжения в пределах $\Delta U = \pm 15\%$ от номинального значения [9]. Синхронизация допускается при разности частот $\Delta f = 0,2 - 0,3$ Гц.

Учитывая, что генераторы снабжаются автоматическими регуляторами напряжения, обеспечивающими подгонку напряжения генератора к напряжению сети в пределах $\Delta U = \pm 10\%$ от номинального напряжения, синхронизатор выполняется без устройства подгонки напряжения [9].

На зажимы автосинхронизатора подается напряжение от двух фаз трансформатора напряжения энергосистемы и напряжение от трех фаз трансформатора напряжения синхронизируемого генератора (заземленная фаза «в» - общая для TV генератора и энергосистемы).

Узел опережения автосинхронизатора состоит из трансреактора (дифференцирующего трансформатора) TL и двухобмоточного

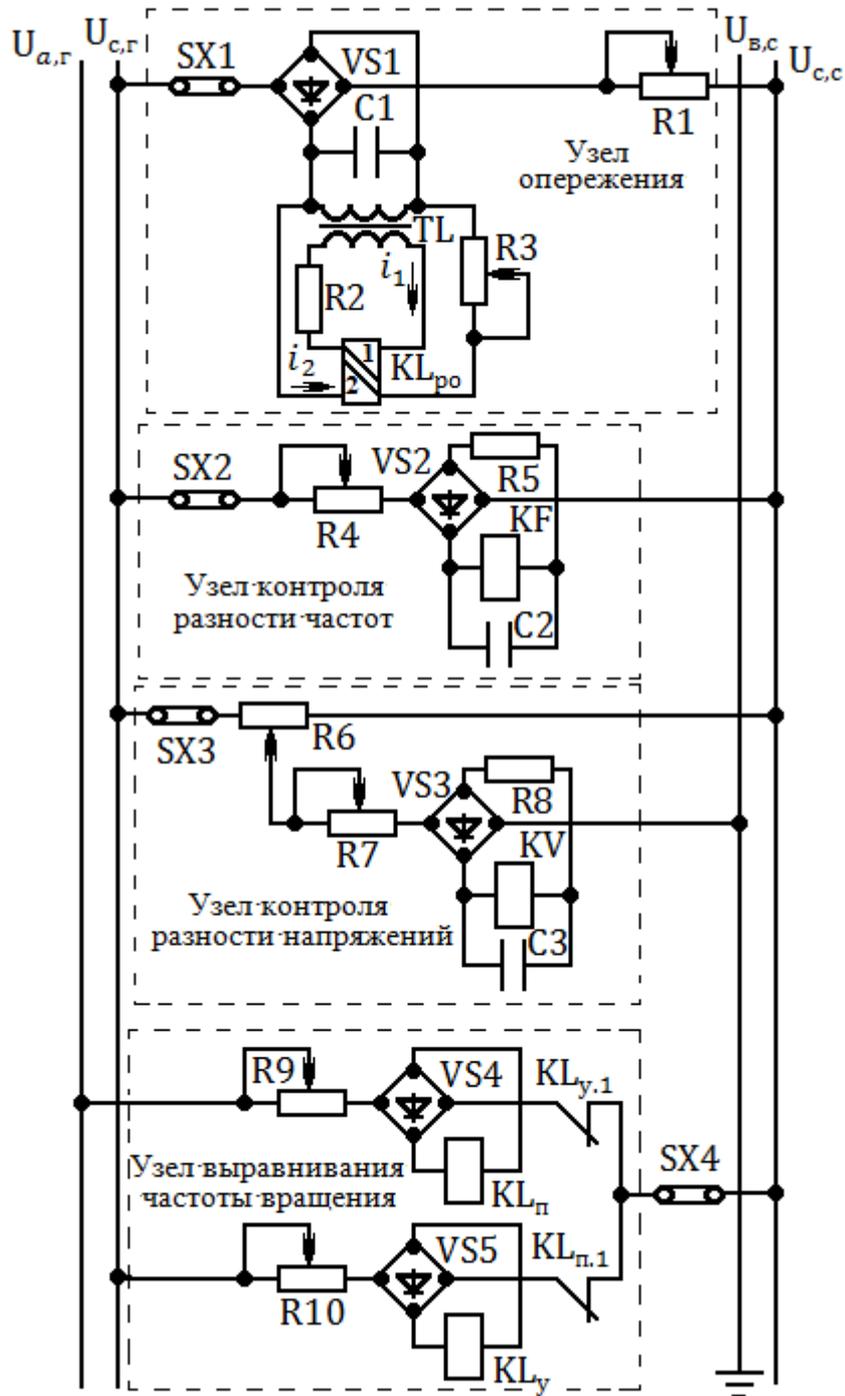


Рисунок 4.6 – Схема синхронизатора с постоянным временем опережения типа АСТ-4

поляризованного реле KL_{po} . Обмотка 2 этого реле включена последовательно с резистором $R3$ и параллельно с первичной обмоткой трансреактора TL , а обмотка 1 – включена в цепь вторичной обмотки трансреактора TL последовательно с резистором $R2$.

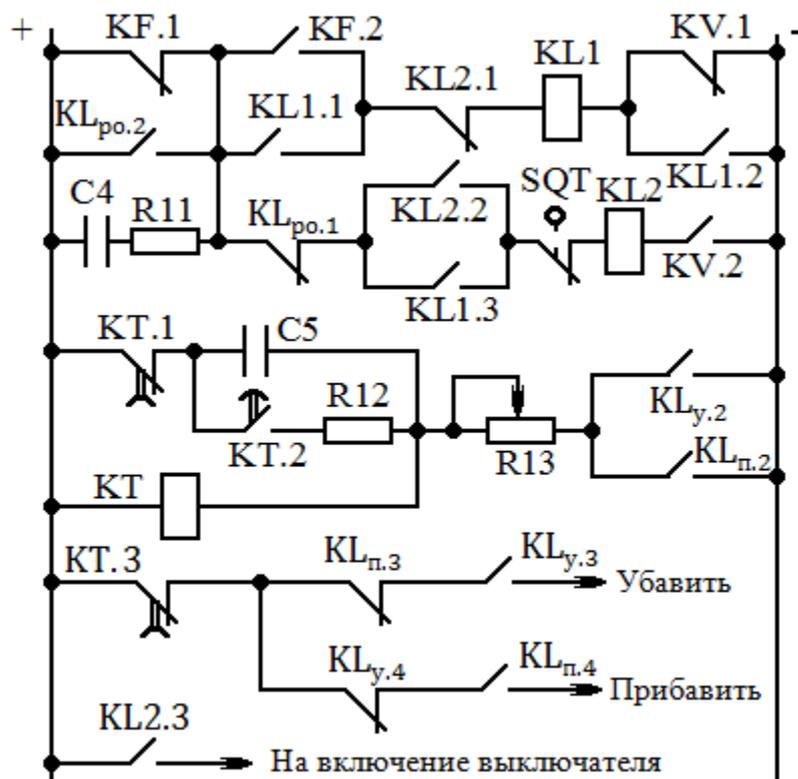


Рисунок 4.6 (продолжение)

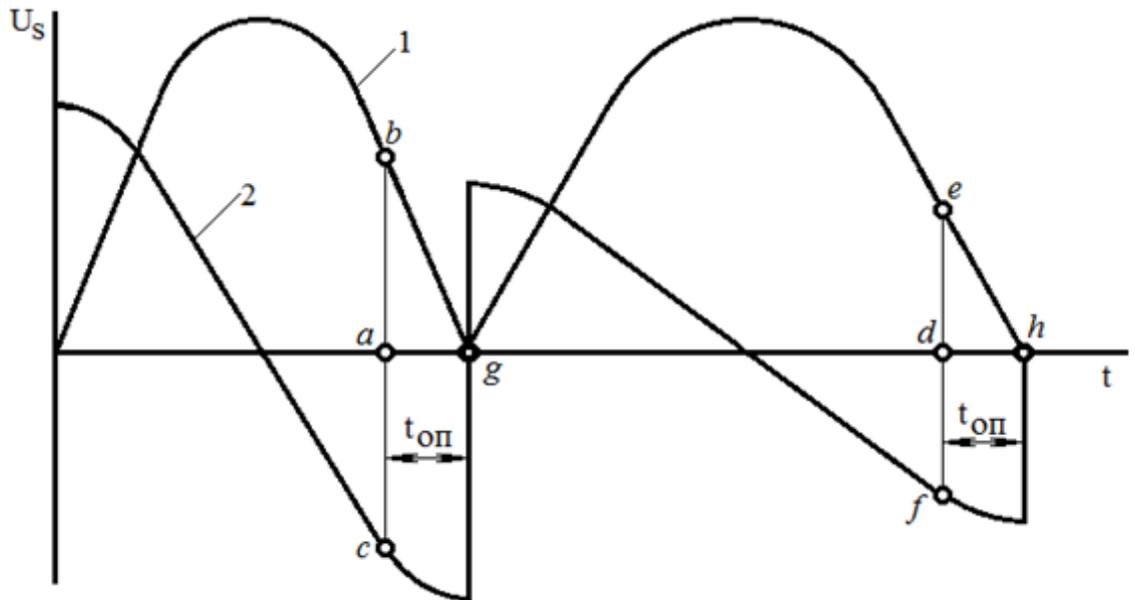
К первичной обмотке трансреактора ТЛ подводится выпрямленное напряжение биения, рисунок 4.7. В течение каждого периода биений выпрямленное напряжение непрерывно меняет свое значение, поэтому во вторичной обмотке трансреактора индуцируется ЭДС. Вторичное напряжение трансреактора меняет знак в момент максимума первичного напряжения, а при совпадении фаз векторов ЭДС генератора и энергосистемы достигает наибольшего амплитудного значения, рисунок 4.7.

Ток, протекающий по обмотке 2 реле KL_{po} , пропорционален напряжению биения

$$i_2 = k_2 \times U_s = k_2 \times 2 \times U \times \sin \frac{\omega_s \times t}{2}. \quad (4.12)$$

По обмотке 1 реле KL_{po} протекает вторичный ток трансреактора, пропорциональный производной выпрямленного напряжения биения

$$i_1 = -k_1 \times 2 \times U \times \frac{\omega_s}{2} \times \cos \frac{\omega_s \times t}{2}. \quad (4.13)$$



1 – входное напряжение; 2 – напряжение на вторичной обмотке дифференцирующего трансформатора (трансреактора)

Рисунок 4.7 – Диаграмма, поясняющая работу узла опережения

В выражениях (4.12) и (4.13) k_1 и k_2 – коэффициенты пропорциональности, значения которых изменяют регулировкой сопротивлений резисторов $R1$ и $R3$.

Реле опережения KL_{po} включено таким образом, что когда токи обеих обмоток имеют положительный знак, на подвижную систему реле действует тормозной момент. Реле KL_{po} срабатывает и переключит свои контакты лишь после того, как ток в обмотке 1 изменит знак и станет равным току в обмотке 2, рисунок 4.7. Таким образом, условие срабатывания реле KL_{po} имеет следующий вид

$$i_2 \leq |-i_1|. \quad (4.14)$$

Момент времени, в который происходит срабатывание реле опережения KL_{po} , определим из условия (4.14) и выражений (4.12) и (4.13). После подстановки (4.12) и (4.13) в (4.14) и некоторых преобразований, получаем

$$\operatorname{tg} \frac{\omega_s \times t}{2} = -\frac{k_1}{k_2} \times \frac{\omega_s}{2}. \quad (4.15)$$

Поскольку при малых углах δ можно принять

$$\operatorname{tg} \frac{\omega_s \times t}{2} \approx \frac{\omega_s \times t}{2}$$

получим окончательно $t = -k_1/k_2$. Таким образом, момент времени в который происходит срабатывание реле KL_{po} , является величиной постоянной и не зависит от скольжения ω_s . Это и есть время опережения, задаваемое узлом опережения автосинхронизатора.

Разброс времени опережения не превышает трех электрических градусов при разности частот $\Delta f = 0,04 - 0,25$ Гц.

Значение времени опережения автосинхронизатора регулируется с помощью резистора R3. Чем больше значение сопротивления резистора R3, тем меньше ток в обмотке 2 реле и тем больше время опережения.

Контроль разности частот синхронизируемых напряжений осуществляется при помощи реле КФ, включенного через выпрямитель VS2 и резистор R4 на напряжение биения U_s . Реле КФ срабатывает, если напряжение на его зажимах будет равно или меньше напряжения срабатывания, т.е.

$$U_s \leq U_{KF} = 2 \times U \times \sin \frac{2 \times \pi \times f_{s,доп} \times t_{оп}}{2}, \quad (4.16)$$

где $f_{s,доп}$ – допустимая, задаваемая при расчете разность частот синхронизируемых напряжений;

$t_{оп}$ – время опережения оптимума, равное собственному времени включения выключателя

Изменение частоты, при которой реле КФ отпускает свой якорь, производится изменением сопротивления резистора R4, рисунок 4.6.

Для предотвращения ложной работы автосинхронизатора при большом скольжении параллельно обмотке реле КФ включен конденсатор С2. Емкость его выбирается такой, чтобы при разности частот, большей $0,5 \div 1,0$ Гц, реле КФ не отпускало свой якорь и блокировало работу автосинхронизатора. Благодаря наличию конденсатора напряжение на обмотке реле КФ при большой разности частот не снижается до нуля, а изменяется, как показано пунктирной линией на рисунке 4.8, так как вследствие разряда конденсатора поддерживается напряжение на обмотке реле. При малой разности частот наличие конденсатора не влияет на работу реле КФ, так как

напряжение на его обмотке в этом случае снижается по кривой напряжения биения.

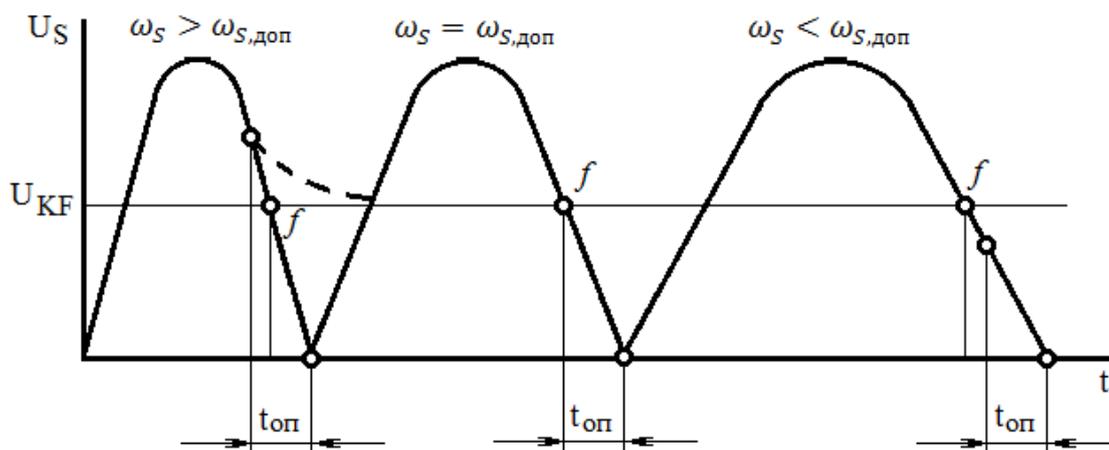


Рисунок 4.8 – Диаграмма, поясняющая совместную работу узла опережения и узла контроля разности частот

Напряжение срабатывания U_{KF} , определяемое по (4.16), выбирается из условия совместимой работы реле контроля частоты и реле опережения. Если частота скольжения $\omega_S > \omega_{S,доп}$, то, как видно из рисунка 4.8, первым срабатывает реле опережения, а затем реле контроля частоты и включения выключателя не произойдет. Если частота скольжения $\omega_S < \omega_{S,доп}$, первым срабатывает реле контроля частоты, вторым – реле опережения и в этом случае подается импульс на включение выключателя [9].

Контроль разности напряжений синхронизируемого генератора и энергосистемы осуществляется при помощи реле KV, включенного через выпрямитель VS3 между фазой В, общей для генератора и энергосистемы, и средней точки резистора R6, включенного на напряжение биений.

Параллельно обмотке реле KV включен конденсатор С3, емкость которого подбирается таким образом, чтобы отпускание якоря реле происходило при частоте биений $\Delta f < 0,2 \div 0,3$ Гц. Уставка реле KV регулируется при помощи резистора R7.

Если напряжения синхронизируемого генератора и энергосистемы равны по значению и совпадают по фазе, то к обмотке реле KV будет подведено максимальное напряжение и якорь реле будет подтянут

$$U_{KV} = k \times \sqrt{3} \cdot U_{\phi}, \quad (4.17)$$

где k – коэффициент пропорциональности;

U_{ϕ} – фазное напряжение.

При равенстве напряжений синхронизируемого генератора и энергосистемы и расхождении векторов U_C и U_T на 180° напряжение, подведенное к реле KV, будет равно нулю и оно отпускает свой якорь.

Если напряжения не равны между собой, то реле KV будет находиться под напряжением при всех значениях угла δ и его якорь будет подтянут.

Если разность между значениями синхронизируемых напряжений не превышает заданное значение, то при угле δ близком к 180° , реле контроля разности напряжений отпускает свой якорь, при этом замыкается контакт KV.1 и размыкается контакт KV.2 [9]. В это же время также замыкаются контакт реле опережения $KL_{po.2}$ и контакт реле контроля частоты KF.2, что приводит к срабатыванию реле KL1. Последнее после срабатывания самоудерживается через свои контакты KL1.1 и KL1.2, а контактом KL1.3 подготавливает цепь для срабатывания выходного реле KL2. Реле KL2 срабатывает после того, как реле KV подтянет якорь и замкнет контакт KV.2, а контакты $KL_{po.1}$ и KF.1 в это время будут замкнуты.

Выходное реле KL2 срабатывает, в том случае если первым замкнется контакт реле контроля частоты KF.1, а затем контакт реле опережения $KL_{po.1}$, т.е. при частоте скольжения $\omega_s < \omega_{s,доп}$, рисунок 4.8.

После срабатывания реле KL2 с помощью контакта KL2.2 становится на самоудержание, контактом KL2.3 подает импульс на включение выключателя, а контактом KL2.1 разрывает цепь реле KL1.

Если $\omega_s > \omega_{s,доп}$ реле опережения KL_{po} сработает раньше реле контроля частоты KF и разомкнет свой контакт $KL_{po.2}$ в цепи реле KL1. Последнее, потеряв питание, разомкнет свой контакт KL1.3 в цепи обмотки реле KL2. Последующее срабатывание реле KF, не приведет к срабатыванию реле KL1, так как цепь его обмотки остается разомкнутой контактом KF.2 и импульс на включение выключателя не будет подан.

Конденсатор C4 и резистор R11 в цепи обмотки реле KL2 предусмотрены для облегчения работы контактов. Цепь реле KL2 контролируется вспомогательным контактом выключателя SQT, замкнутым, когда выключатель отключен. После включения выключателя контакт SQT размыкается и реле KL2 теряет питание.

Узел выравнивания частоты вращения состоит из двух реле скольжения $KL_{п}$, «Прибавить», и KL_{y} , «Убавить», и одного реле времени КТ. Реле $KL_{п}$ через выпрямитель VS4 и резистор R9, рисунок 4.6, включено на напряжение $U_{KLп} = U_{A,г} - U_{C,с}$.

Реле KL_y через выпрямитель $VS5$ и резистор $R10$, рисунок 4.6, включено на напряжение $U_{KL_y} = U_{C,r} - U_{C,c}$.

Благодаря такому включению KL_n и KL_y напряжения скольжения на обмотках реле сдвинуты относительно друг друга на угол 60° .

Уставки срабатывания реле KL_n и KL_y выбираются одинаковыми и регулируются резисторами, соответственно $R9$ и $R10$.

Если частота вращения синхронизируемого генератора меньше частоты вращения эквивалентного генератора энергосистемы, т.е. вектор напряжения генератора отстает от вектора напряжения энергосистемы, угол δ изменяется в положительной полуплоскости, и поэтому в течение каждого периода биений первым срабатывает реле KL_n . Реле KL_n сработав контактом $KL_{n,1}$ размыкает цепь реле KL_y , контактом $KL_{n,2}$ запускает реле KT , контактом $KL_{n,3}$ разрывает цепь на «Убавить», а контактом $KL_{n,4}$ подает импульс на «Прибавить».

В том случае, когда частота вращения синхронизируемого генератора больше частоты вращения эквивалентного генератора энергосистемы, угол δ изменяется в отрицательной полуплоскости, и поэтому в течение каждого периода биений первым срабатывает реле KL_y . Реле KL_y сработав контактом $KL_{y,1}$ размыкает цепь реле KL_n , контактом $KL_{y,2}$ запускает реле времени KT , контактом $KL_{y,4}$ разрывает цепь на «Прибавить», а контактом $KL_{y,3}$ подает импульс на «Убавить» [9].

Для ограничения длительности импульса на «Прибавить» и «Убавить» служит реле времени KT . В первый момент включения обмотка реле KT шунтируется емкостью конденсатора $C5$. При достижении напряжения на конденсаторе $C5$ уставки реле KT , последнее сработает и прекратит подачу импульса на МИЧВ путем размыкания контакта $KT.3$. Контактom $KT.1$ размыкается цепь заряда конденсатора $C5$, а контактом $KT.2$ конденсатор $C5$ подключается к разрядному резистору $R12$. После разряда конденсатора $C5$ и возврата реле KL_n и KL_y реле времени вновь готово к повторному действию.

Автосинхронизатор типа УБАС имеет такую же структурную схему, что и автосинхронизатор типа АСТ-4, но выполнен с использованием полупроводниковых логических элементов серии «Логика Т». Использование полупроводниковых логических элементов позволяет легко реализовать весьма сложные функции точной синхронизации и, кроме того, делает это устройство надежным в работе.

Недостатком автосинхронизаторов АСТ – 4 и УБАС является то, что они имеют заметные погрешности во времени опережения, так форма огибающей напряжений биений искажается, что приводит к

запрету действия автосинхронизаторов при неравенстве напряжений более 10 %. Кроме того, возникают отказы в действии при малых скольжениях, когда условия включения наиболее благоприятны. Другим недостатком является то, что узел выравнивания частоты вращения стремится свести скольжение к нулю, в окрестности которого автосинхронизатор перестает действовать.

4.3.4 Микроэлектронный аналоговый автоматический синхронизатор

Микроэлектронный аналоговый автоматический синхронизатор типа СА-1 с вычисляемым углом опережения устанавливает угол опережения δ с учетом ускорения вращения генератора a_s [3,4]

$$\delta_{\text{оп}} = \omega_{s0} \times t_{\text{оп}} \pm a_s \times \frac{t_{\text{оп}}^2}{2}. \quad (4.18)$$

Функциональная схема автоматического синхронизатора с вычисляемым углом опережения приведена на рисунке 4.9.

Условие срабатывания синхронизатора $\delta + \delta_{\text{оп}} = 2 \times \pi$ или

$$\delta + \frac{d\delta}{dt} \times t_{\text{оп}} + \frac{d^2\delta}{dt^2} \times \frac{t_{\text{оп}}^2}{2} = 2\pi. \quad (4.19)$$

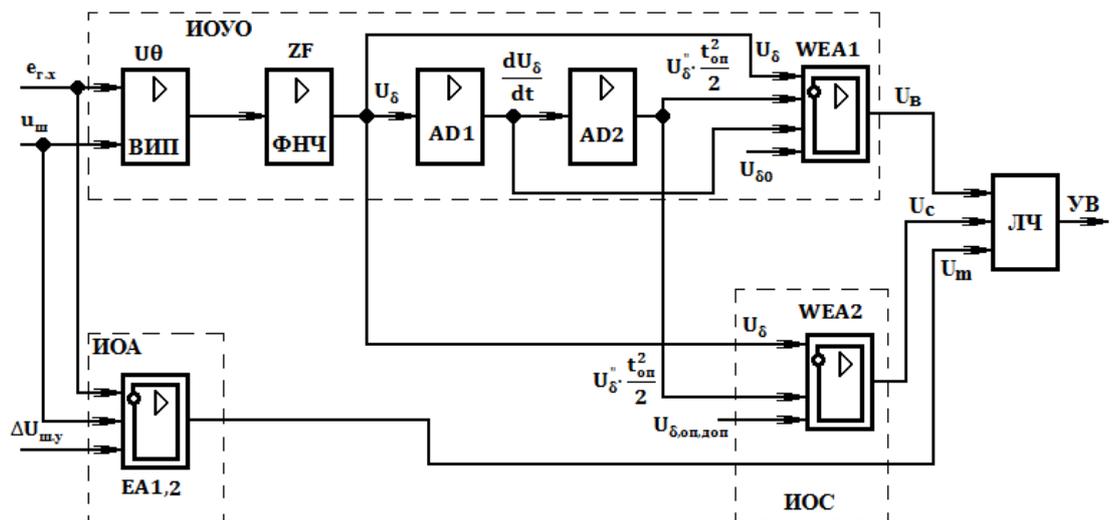


Рисунок 4.9 – Функциональная схема автоматического синхронизатора с вычисляемым углом опережения типа СА-1

Измерительный орган угла опережения (ИОУО) состоит из импульсного преобразователя ВПФУ угла сдвига фаз δ между

$\underline{E}_{г,х}$ и $\underline{U}_{ш}$, фильтра низких частот ZF, выделяющего постоянную составляющую напряжения U_{δ} , пропорциональную углу δ , двух дифференциаторов AD1, AD2 и сумматора-компаратора WEА1 сравнивающего напряжения согласно (4.19)

$$U_{\delta} + \frac{d^2 U_{\delta}}{dt^2} \times \frac{t_{оп}^2}{2} = -\frac{dU_{\delta}}{dt} \times t_{оп} + U_{\delta 0}, \quad (4.20)$$

где $U_{\delta 0}$ - напряжение на выходе ZF при углах $\delta = 0; 2\pi \times n$.

Схема времяимпульсного измерительного преобразователя ВИП угла сдвига фаз $\delta = \omega_s \times t$ между напряжением $U_{ш}$ на шинах электростанции и ЭДС синхронного генератора $E_{г,х} = U_g$ представлена на рисунке 4.10.

ВИП выполнен на транзисторных элементах несовпадения по знаку мгновенных значений $U_{ш}$ и $E_{г,х} = U_g$, рисунок 4.11.

При положительных напряжениях $u_{ш}$ и u_g открыты токами базы i_b транзисторы VT1 и VT3, а при отрицательных напряжениях $u_{ш}$ и u_g открыты транзисторы VT2 и VT4 и напряжение U_{ϕ} на выходе ВИП фазы практически равно нулю. В течение времени несовпадения $t_{нсп}$ мгновенных значений напряжений $u_{ш}$ и u_g , один из двух указанных транзисторов закрыт обратными напряжениями на их эмиттерных переходах [3,4].

В положительные полупериоды напряжения u_g закрыты транзисторы VT1 или VT4, а в отрицательные полупериоды - VT2 и VT3. Напряжение U_{ϕ} на выходе ВИП равно части ЭДС источника питания $E_{п}$, определяемой делителем на резисторах R1, R2. Напряжение U_{ϕ} , на выходе ВИП, представляет собой прямоугольные импульсы с изменяющейся длительностью $t_{\phi} = t_{нсп} = \delta/\omega_c$, пропорциональной углу сдвига фаз δ (рисунок 4.11).

Постоянная составляющая U_{δ} времяимпульсного напряжения U_{ϕ} пропорциональна углу $\delta = \omega_s \cdot t$ при стабильной ЭДС питания $E_{п}$. U_{δ} выделяется высокочастотным инерционным фильтром ZF нижних частот. Минимальное напряжение $U_{\delta 0}$ при углах $\delta = 0, 2\pi \cdot n$ равно

$U_{\delta 0} = 0,5 \text{ В}$, а при углах $\delta = n \cdot \pi$ максимальное значение равно $U_{\delta 0} = 10,5 \text{ В}$.

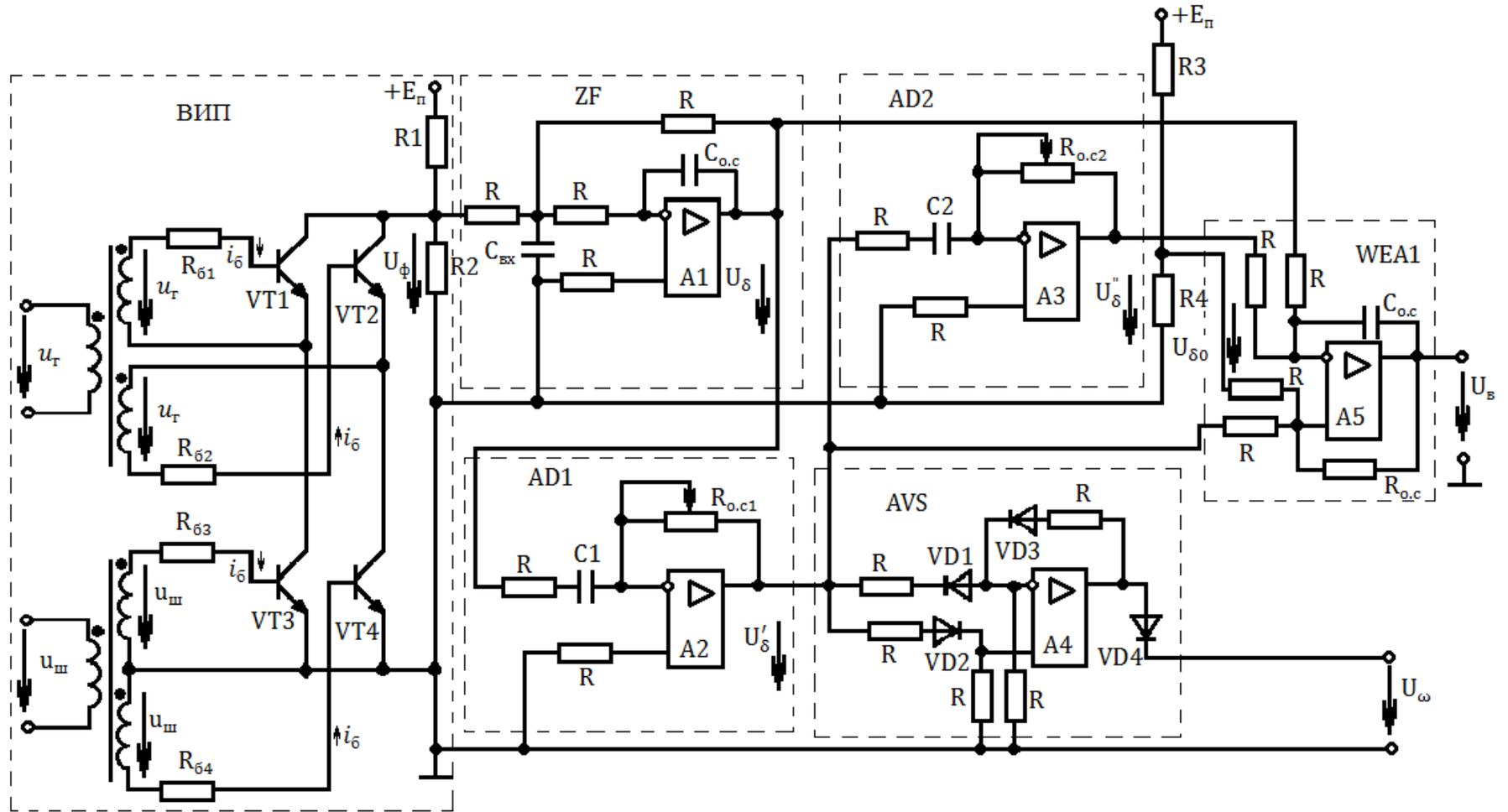


Рисунок 4.10 – Схема измерительного органа угла опережения

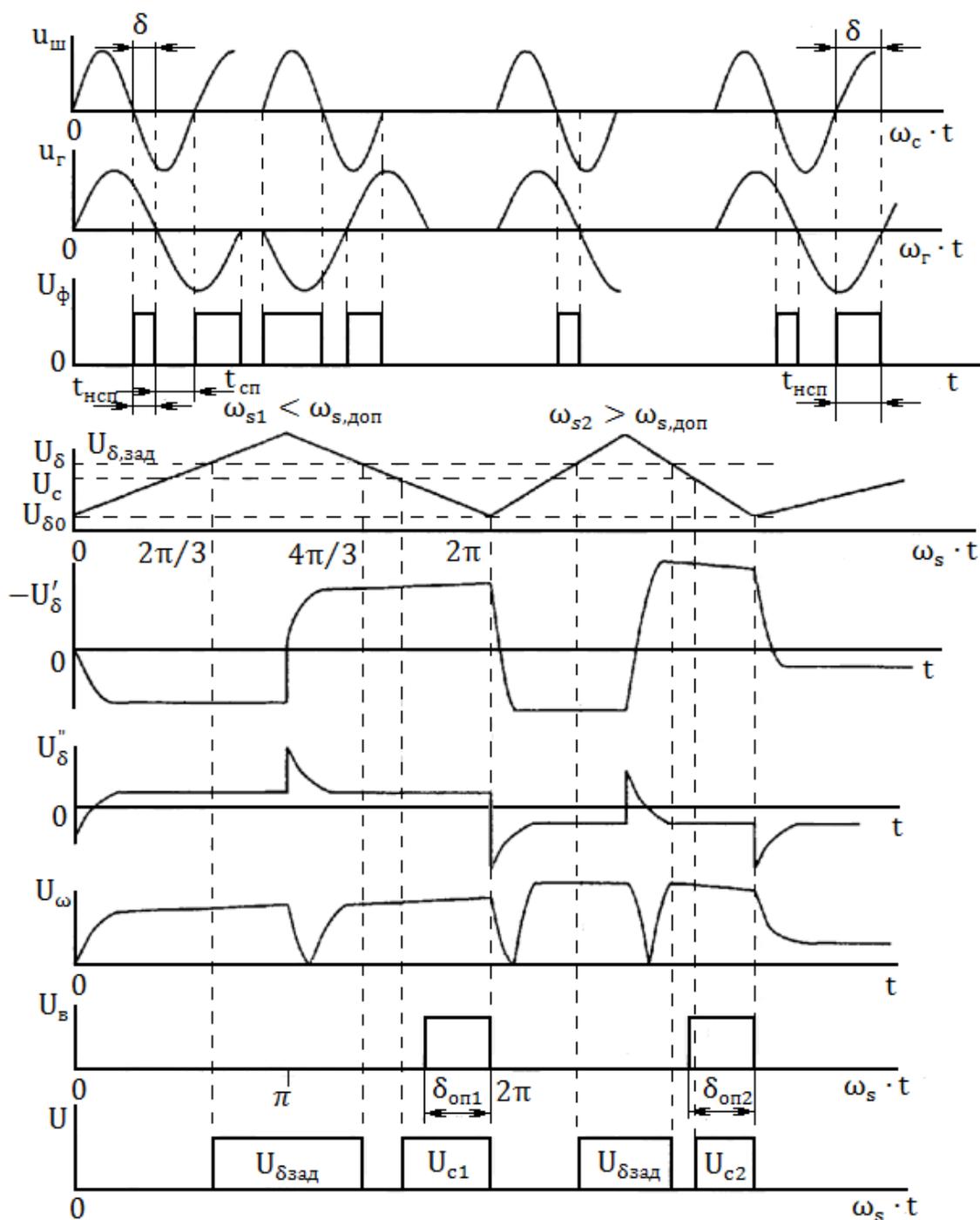


Рисунок 4.11 – Графики, иллюстрирующие формирование сигнала по углу сдвига фаз и других сигналов измерительным органом угла опережения

На выходе активного дифференциатора AD1, включенного в режиме инвертора, формируется сигнал в виде напряжения $U'_\delta = -T dU_\delta/dt$, моделирующего производную угла сдвига фаз δ т.е.

частоту скольжения синхронного генератора ω_s .

Напряжение $U_\delta'' = T_1 \times T_2 \times d^2 U_\delta / dt^2$ на выходе дифференциатора AD2 отображает ускорение a_s вращения турбогенератора.

Постоянные времени дифференциаторов $T_1 = R_{o.c1} \times C_1$ и $T_2 = R_{o.c2} \times C_2$ устанавливаются дискретными изменениями сопротивлений резисторов обратной связи $R_{o.c1}$ и $R_{o.c2}$.

Сумматор-компаратор WEA1 суммирует и сравнивает поступающие на его входы напряжения. В момент времени их равенства он выдает дискретный (единичный) сигнал U_B , рисунок 4.11, по которому при выполнении всех условий точной синхронизации формируется сигнал на включение выключателя с вычисленным углом опережения $\delta_{оп}$.

Измерительный орган угла опережения содержит выпрямитель ASV напряжения U'_δ , выходное напряжение U_ω которого отображает абсолютное значение угловой скорости частоты скольжения $\pm \omega_s$.

Измерительный орган разности амплитуд (ИОА) автоматического синхронизатора СА-1 представлен на рисунке 4.12.

Напряжение $u_{ш}$ от трансформатора напряжения системы поступает на вход промежуточного трансформатора напряжения TLV1, а напряжение u_r , от трансформатора напряжения синхронизируемого генератора, поступает на вход промежуточного трансформатора напряжения TLV2.

Данные напряжения выпрямляются с помощью двух выпрямителей VS1 и VS2 из которых с помощью простейших RC - частотных фильтров выделяются постоянные составляющие $U_{0ш}$ и U_{0r} и их разность $\Delta U_0 = U_{0ш} - U_{0r}$. Релейность действия измерительного органа обеспечивается компараторами EA1 и EA2, выполненными на интегральных операционных усилителях в инвертирующем и дифференциальном включении соответственно, сравнивающими возможные разнополярные напряжения $\pm \Delta U_0$, пропорциональные разности амплитуд $\Delta U_m \approx U_{mш} - U_{mr}$ с допустимым значением их разности ΔU_{my} , которое устанавливается с помощью резисторов R1 и R2 источника питания $E_{п}$.

Компаратор EA1 срабатывает при отрицательной ($-\Delta U_0$), а EA2 - при положительной ($+\Delta U_0$), разности амплитуд, превышающих по абсолютному значению допустимую ΔU_{my} .

Дискретные сигналы с выходов компараторов EA1 и EA2 в виде положительных постоянных напряжений $U_1 = U_2 = E_{п}$,

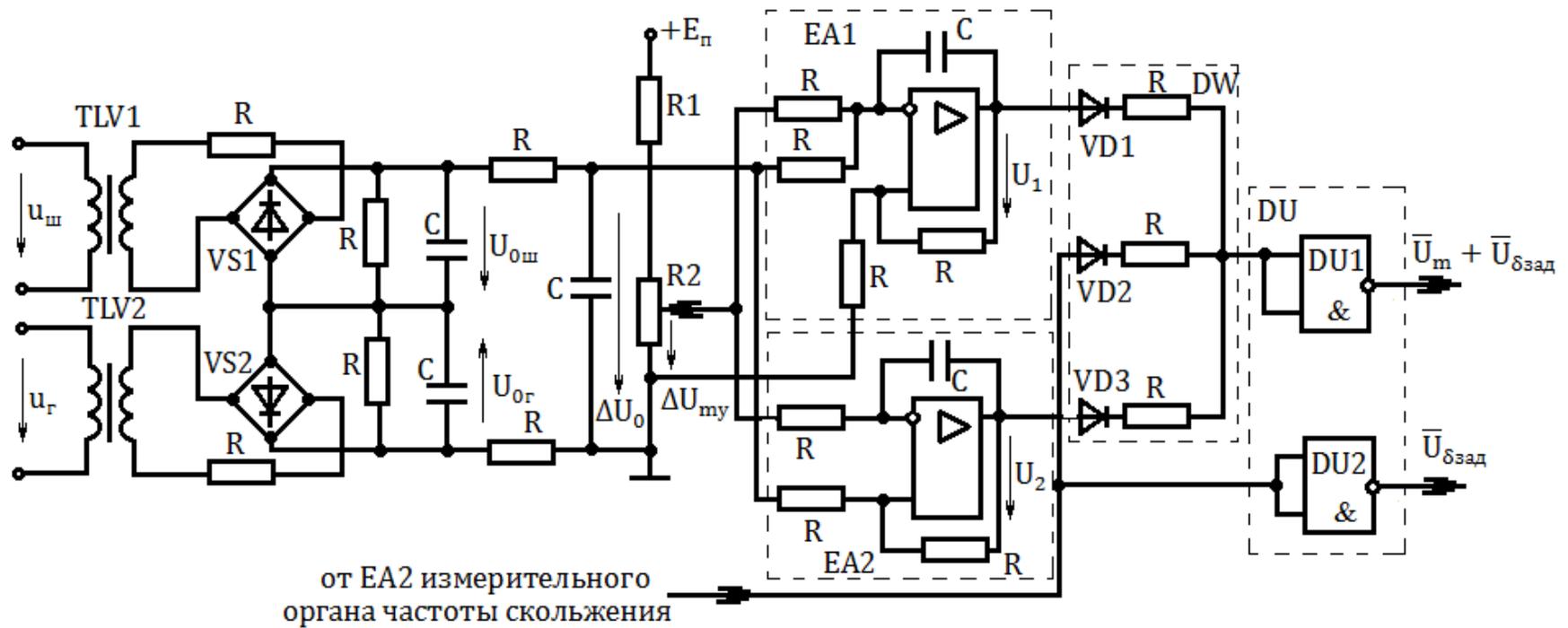


Рисунок 4.12 – Схема измерительного органа разности амплитуд

соответствующих логическим единицам, поступают на вход логического элемента DW (ИЛИ) и после интегрального инвертера DU1 (НЕ) превращаются в запрещающий сигнал \bar{U}_m , соответствующий логическому нулю. При разностях амплитуд, меньше допустимой, напряжения $U_1 = U_2 \approx -E_n$, которые не проходят через элемент DW и поэтому на входе инвертора DU1 будет логический нуль, а на выходе разрешающий единичный логический сигнал U_m .

Измерительный орган частоты скольжения (ИОС) представлен на рисунке 4.13. На входы измерительного органа частоты скольжения, рисунок 4.13, поступают сигналы в виде напряжений U_ω, U_δ и U_δ'' с выхода измерительного органа угла опережения пропорциональные соответственно углу сдвига фаз между напряжениями $U_{ш}$ и $U_{г}$, абсолютному значению частоты скольжения и ускорению вращения синхронного генератора.

Сумматор-компаратор WEA1 контролирует максимально допустимую частоту скольжения $\omega_{s,д}$ в момент включения выключателя генератора путем сравнения напряжения U_δ на его инвертирующем входе с напряжением, $U = U_{\delta,оп,доп} + U_\delta''$ поступающим на второй вход.

При частоте скольжения $\omega_s < \omega_{s,доп}$ на выходе WEA1 появляется разрешающий сигнал в виде положительного напряжения

U_c . При частоте скольжения $\omega_s > \omega_{s,доп}$ на выходе WEA1 появляется запрещающий сигнал в виде отрицательного напряжения U_c .

Сумматор-компаратор WEA2 формирует запрещающий сигнал $U_{s,зад}$ на действие синхронизатора по предельным абсолютным значениям частоты скольжения $f_{s,пр} = 1$ Гц и ускорению вращения турбогенератора $a_{s,пр}$. Формирование сигнала $U_{s,зад}$ производится путем сравнения напряжения U_ω или U_δ'' с установленным напряжением $U_{s,зад,у}$. Благодаря диодам VD1, VD2 на инвертирующий вход WEA2 поступает большее из указанных напряжений: U_ω или положительное значение U_δ'' (при положительном ускорении). При отрицательном ускорении напряжение U_δ'' меняет знак и через диод VD3 на неинвертирующий вход WEA2, его абсолютное значение вычитается из напряжения $U_{s,зад,у}$.

Сигнал U_m с выхода ИОА и сигналы с выходов сумматоров-компараторов WEA1 (ИОУО) и WEA2 (ИОС), соответственно U_B и

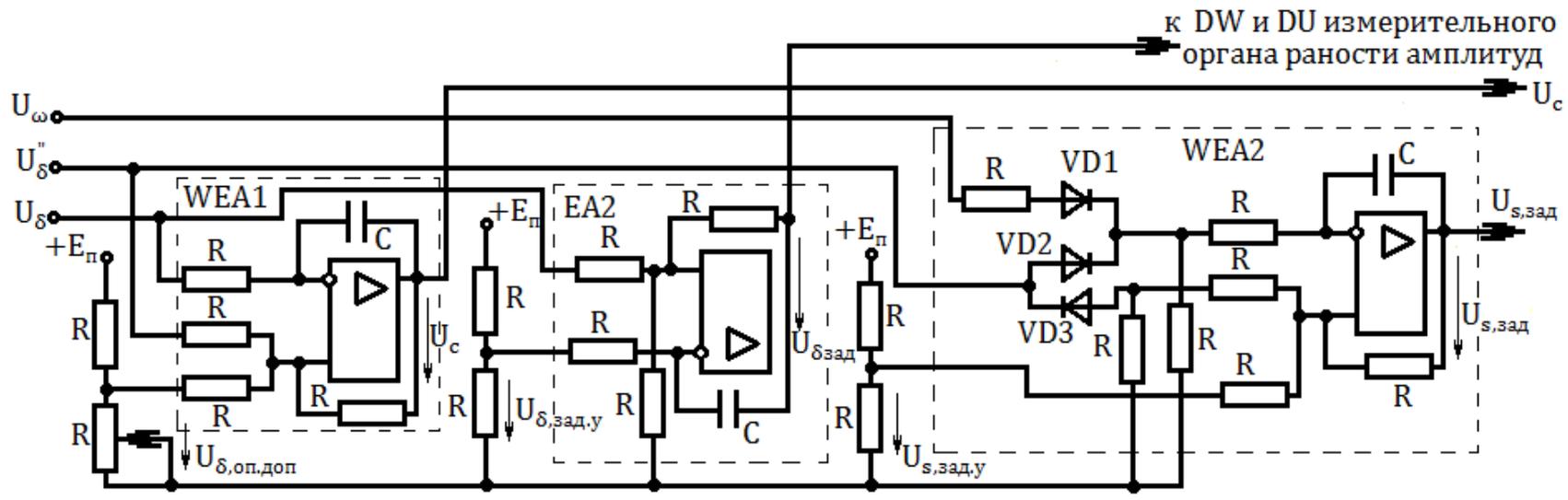


Рисунок 4.13 – Схема измерительного органа частоты скольжения

U_c поступают в логическую часть синхронизатора ЛЧ, рисунок 4.9.

Логическая часть синхронизатора обеспечивает его действие на включение выключателя синхронизируемого генератора если сигналы $U_m = 0$, $U_c = 0$, а $U_B = 1$.

4.4 Расчет параметров точной синхронизации генераторов

4.4.1 Расчет уставок синхронизатора с постоянным углом опережения

Расчет параметров синхронизатора с постоянным углом опережения сводится к расчету угла ошибки включения $\delta_{ош}$ и угловой скорости скольжения ω_s , определяющей условия устойчивости синхронизации [12].

Угол ошибки $\delta_{ош}$ в момент включения синхронизируемого генератора в сеть рассчитывается по формуле

$$\sin \frac{\delta_{ош}}{2} = i_{ур}'' \times \frac{x_d'' + x_{\Sigma}}{\sqrt{2} \times k_a \times 2 \times E_G''}, \quad (4.21)$$

где $i_{ур}'' = \sqrt{2} \times (2 \div 2,5) \times I_{Г,ном}$ – мгновенное значение уравнительного тока в момент включения синхронного генератора в сеть;

x_{Σ} – суммарное индуктивное сопротивление системы и всех элементов связи между системой и синхронизируемым генератором;

$k_a = 1 \div 1,8$ – коэффициент, определяющий наличие апериодической составляющей тока;

E_G'' – ЭДС синхронизируемого генератора.

Откуда угол ошибки в момент включения равен:
в градусах

$$\delta_{ош}^0 = \delta_{расч} = 2 \times \arcsin \frac{\delta_{ош}}{2}, \quad (4.22)$$

или в радианах

$$\delta_{ош}^{рад} = \delta_{расч} = \frac{\delta_{ош}^0}{57,3}. \quad (4.23)$$

Напряжение срабатывания реле напряжения KV2 рассчитывается по формуле

$$U_{\text{ср,КВ2}} = 2 \times U \cdot \sin \frac{\delta_{\text{ош}}^0}{2}, \quad (4.24)$$

где $U = 1,05 \times U_{2,\text{ном}}$;
 $U_{2,\text{ном}} = 100 \text{ В}$ – вторичное номинальное напряжение трансформатора напряжения.

Расчетная угловая скорость скольжения в момент включения $\omega_{\text{с,р}}$ в радианах определяется по формуле [12]

$$\omega_{\text{с,расч}} = \frac{\delta_{\text{ош}}^{\text{рад}}}{t_{\text{в.в}}}, \quad (4.25)$$

где $t_{\text{в.в}}$ – время включения выключателя генератора с приводом,
с.

Скольжение в процентах равно

$$s\% = \frac{\omega_{\text{с,расч}}}{2 \times \pi \times f} \cdot 100. \quad (4.26)$$

Напряжение срабатывания реле напряжения КВ1 при скорости скольжения $\omega_{\text{с,расч}}$ определяется по формуле [12]

$$U_{\text{ср,КВ1}} = 2 \times U \cdot \sin \frac{\omega_{\text{с,расч}} \times (t_{\text{в.в}} + t_{\text{КТ}})}{2} \times 57,3, \quad (4.27)$$

где $t_{\text{КТ}} = 1 \div 1,5 \text{ с}$ – выдержка времени, устанавливаемая на реле времени КТ.

Если скольжение $s < 0,5\%$, то в целях ускорения процесса синхронизации генератора можно увеличить в 2 раза угловую скорость скольжения. Тогда при угловой скорости скольжения $\omega'_{\text{с,расч}} = 2 \times \omega_{\text{с,расч}}$ напряжение срабатывания реле напряжения КВ1 определяется по формуле

$$U_{\text{ср,КВ1}} = 2 \times U \times \sin \frac{\omega_{\text{с,расч}} \times (t_{\text{в.в}} + 2 \times t_{\text{КТ}})}{2} \times 57,3. \quad (4.28)$$

Значение напряжения срабатывания реле КВ1, рассчитанное по формуле (4.28) можно принять, если соответствующая ему угловая скорость скольжения $\omega'_{\text{с,расч}} = 2 \times \omega_{\text{с,расч}}$ окажется допустимой с точки зрения устойчивости синхронизации.

Условие устойчивости синхронизации будет выполняться, если $\cos \delta_{\text{пр}} > -1$ или $\delta_{\text{пр}} < 180^0$. Косинус предельного угла

рассчитывается по формуле

$$\cos \delta_{\text{пр}} = \cos \delta_{\text{ош}}^0 - 157 \times (x'_d + x_{\Sigma}) \times T_j \times \left(s' \% / 100 \right)^2, \quad (4.29)$$

где T_j – постоянная времени инерции вращающихся частей турбины и генератора, с;

x'_d – переходное индуктивное сопротивление генератора, о.е.;

$s' \%$ – скольжение, соответствующее угловой скорости скольжения $\omega'_{s, \text{расч}} = 2 \times \omega_{s, \text{расч}}$.

Постоянная времени инерции вращающихся частей турбины и генератора рассчитывается по формуле

$$T_j = 0,011 \times J \times \frac{n_{\text{НОМ}}^2}{P_{\text{НОМ}}}, \quad (4.30)$$

где J – момент инерции, $\text{т} \cdot \text{м}^2$;

$n_{\text{НОМ}}$ – скорость вращения, об/мин;

$P_{\text{НОМ}}$ – мощность генератора, кВт.

4.4.2 Расчет уставок синхронизатора с постоянным временем опережения типа СА-1

Расчет синхронизатора с постоянным временем опережения типа СА-1 сводится к определению расчетного максимального угла опережения $\delta_{\text{оп, макс}}^{\text{расч}}$.

Сначала определяется коэффициент запаса по электромагнитному моменту

$$K_M = \frac{0,5}{x_d'' \times I_{\text{макс, доп}}'''}, \quad (4.31)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

$I_{\text{макс, доп}}'''$ – максимальное допустимое значение периодической составляющей тока статора в момент включения.

Расчет K_M выполняется при $I_{\text{макс, доп}}''' = 1$. Если полученное значение K_M получится меньше 2, то значение $I_{\text{макс, доп}}'''$ необходимо снижать, для чего проводят расчет при $K_M = 2$.

Уточнение максимально допустимого значения периодической составляющей тока статора в момент включения производится по формуле

$$I'''_{\text{макс,доп}} = \frac{0,5}{x_d'' \times K_M}. \quad (4.32)$$

Максимально допустимая угловая ошибка синхронизации рассчитывается по формуле

$$\delta_{\text{макс,доп}} = I'''_{\text{макс,доп}} \times (x_d'' + x_c), \quad (4.33)$$

где x_c – сопротивление системы;

$\delta_{\text{макс,доп}}$ – максимальный допустимый угол ошибки в радианах.

Расчетная максимально допустимая угловая скорость скольжения в момент замыкания контактов выключателя определяется по формуле

$$\omega_{\text{макс,доп}}^{\text{выкл}} = \frac{\delta_{\text{макс,доп}} - \Delta\delta_c}{t_{\text{вкл}} \times (\Delta t_{\text{в*}} + \Delta t_{\text{с*}})}, \quad (4.34)$$

где $\omega_{\text{макс,доп}}^{\text{выкл}}$ – максимально допустимая угловая скорость скольжения в момент замыкания контактов выключателя, рад/с;

$\Delta\delta_c = 0,07 \div 0,09$ рад – дополнительная погрешность синхронизатора;

$t_{\text{вкл}}$ – время включения выключателя генератора;

$\Delta t_{\text{в*}} = 0,05 \div 0,1$ о. е. – относительный разброс времени включения выключателя;

$\Delta t_{\text{с*}} = 0,02$ о. е. – относительная точность задания уставки по времени опережения.

Расчетный максимальный угол опережения рассчитывается по формуле

$$\delta_{\text{оп,макс}}^{\text{расч}} = \omega_{\text{макс,доп}}^{\text{расч}} \times t_{\text{вкл}} \times 57,3 \leq \delta_{\text{оп,макс}}^{\text{пред}}, \quad (4.35)$$

где $\delta_{\text{оп,макс}}^{\text{пред}}$ – максимальный предельный угол опережения, который для турбогенераторов равен 135° .

Вопросы для самопроверки

1. Назовите преимущества и недостатки самосинхронизации и точной синхронизации синхронных генераторов. В каких условиях применяется самосинхронизация и точная синхронизация?
2. Назовите преимущества и недостатки синхронизаторов с постоянным углом опережения и постоянным временем опережения.
3. Как осуществляется контроль скольжения в синхронизаторах с постоянным углом опережения?
4. Как осуществляется контроль скольжения в синхронизаторах с постоянным временем опережения?
5. Какие основные элементы входят в состав автоматического синхронизатора?
6. Каково назначение реле разности частот в устройстве полуавтоматической синхронизации?
7. Поясните работу синхронизатора с постоянным углом опережения при $\omega_s > \omega_{s, \text{доп.}}$.
8. Поясните работу синхронизатора с постоянным углом опережения при $\omega_s \leq \omega_{s, \text{доп.}}$.
9. Поясните работу синхронизатора с постоянным временем опережения при $\omega_s > \omega_{s, \text{доп.}}$.
10. Поясните работу синхронизатора с постоянным временем опережения при $\omega_s \leq \omega_{s, \text{доп.}}$.
11. В чем преимущества автоматического синхронизатора с вычисляемым углом опережения (СА-1)?
12. Поясните работу схемы полуавтоматической синхронизации?
13. В связи с чем необходимо опережающее воздействие на включение выключателя генератора при его точной синхронизации и какие известны способы его обеспечения?
14. Как функционирует измерительный орган угла опережения автоматического синхронизатора СА-1?
15. Как функционирует измерительный орган разности амплитуд ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции автоматического синхронизатора СА-1?
16. Как функционирует измерительный орган частоты скольжения автоматического синхронизатора СА-1?

5 Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности

5.1 Назначение и способы регулирования напряжения и реактивной мощности в электроэнергетической системе

Необходимость регулирования напряжения и реактивной мощности в электроэнергетической системе определяется в первую очередь требованием потребителей, поскольку все они рассчитаны на работу при вполне определенном напряжении. Отклонение напряжения от нормального значения, как в сторону повышения, так и понижения приводит к снижению производительности механизмов, сокращению срока службы электрооборудования, браку продукции. Так, например, при снижении напряжения на 10 % вращающий момент асинхронных электродвигателей уменьшается на 19 %, соответственно уменьшается и производительность приводимого механизма. Резко снижается производительность электропечей, время плавки в которых увеличивается в $1,5 \div 2$ раза при снижении напряжения на 5 % [2,8].

Согласно ПУЭ и ГОСТ 13109–97 допускается отклонение напряжения у потребителей от номинального значения не более чем на $\pm 5\%$.

Напряжение на шинах низкого напряжения приемной подстанции, рисунок 5.1, равно

$$U_{\text{п}} = \left(U_{\text{г}} - \frac{P \times R + Q \times X}{U_{\text{с}}} \right) \times \frac{1}{n_{\text{т}}}, \quad (5.1)$$

где $U_{\text{с}}$ – напряжение на шинах высшего напряжения приемной подстанции;

$U_{\text{г}}$ – напряжение на шинах генератора;

R, X – активное и реактивное сопротивление питающей линии и трансформатора;

P, Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии;

$n_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Из выражения (5.1) видно, что напряжение у потребителя можно поддерживать на заданном уровне следующими способами:

- изменением напряжения на шинах электростанций, путем автоматического регулирования возбуждения генераторов;
- автоматическим регулированием коэффициента трансформации трансформатора;
- изменением реактивной мощности передаваемой по линии;

- путем регулирования возбуждения синхронных компенсаторов и электродвигателей;
- путем включения и отключения батарей конденсаторов устанавливаемых на шинах подстанций.

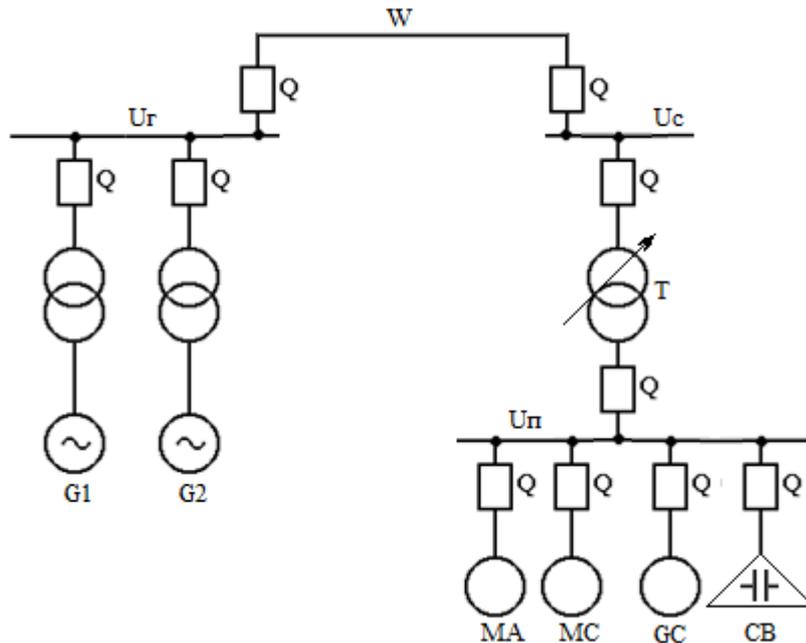


Рисунок 5.1 – Схема сети, поясняющая принципы регулирования напряжения

Все современные синхронные генераторы, компенсаторы и мощные синхронные электродвигатели снабжаются устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Устройства АРВ синхронных машин осуществляют непрерывное регулирование без зоны нечувствительности по входным величинам, что является необходимым условием для обеспечения работы генератора в области искусственной устойчивости. Основными требованиями к устройствам АРВ являются быстродействие и обеспечение необходимого потолка возбуждения.

Устройства АРВ в зависимости от параметра, на который они реагируют, и характера этой реакции относятся либо к регуляторам пропорционального действия, либо к регуляторам сильного действия. В первую группу входят АРВ, реагирующие на знак и отклонение тока и напряжения от установленных значений. Во вторую группу входят автоматические регуляторы возбуждения, которые реагируют не только на знак и изменение напряжения и тока, но и на скорость изменения этих и других связанных с ними параметров.

К регуляторам пропорционального действия относятся устройства компаундирования с электромагнитным корректором напряжения, которые осуществляют изменение возбуждения в зависимости от значения тока в цепи статора синхронной машины и напряжения на зажимах статора или в заданной точке. Устройства АРВ пропорционального действия действуют относительно медленно и имеют статическую ошибку по напряжению, исправляемую в некоторой степени работой устройства форсировки возбуждения.

Регуляторы сильного действия при наличии быстродействующей системы возбуждения обеспечивают быстрое регулирование и поддерживают напряжение на зажимах обмотки статора или выводах повышающего трансформатора (при работе генератора в блоке с трансформатором) практически постоянным. Они не имеют заметной статической ошибки; устройство форсировки возбуждения в этих регуляторах является резервирующим элементом, дополнительно убыстряющим процесс регулирования.

На синхронных генераторах различной номинальной мощности применяются следующие системы возбуждения:

- электромашинное возбуждение с генераторами постоянного тока;
- электромашинное возбуждение с генераторами переменного тока частотой 500 Гц (высокочастотная система возбуждения);
- тиристорные системы возбуждения;
- бесщеточные системы возбуждения;
- тиристорные системы самовозбуждения.

5.2 Автоматическое регулирование возбуждения генераторов с электромашинными возбудителями постоянного тока

5.2.1 Общие сведения

Электромашинные возбудители широко распространены в эксплуатации, поскольку они являются основными видами возбудителей для синхронных турбо – и гидрогенераторов средней мощности (до 100МВт). Для синхронных генераторов принята схема с самовозбуждением, рисунок 5.2, поскольку она по сравнению со схемой независимого возбуждения имеет большее быстродействие, т.е. большую скорость нарастания напряжения на роторе генератора, и большую кратность форсировки возбуждения.

Возбудитель GE, рисунок 5.2, в общем случае имеет три обмотки возбуждения LE: обмотку самовозбуждения LE1 и две обмотки регулирования возбуждения: согласованно включенную LE2 (по отношению к обмотке самовозбуждения) и противовключенную LE3.

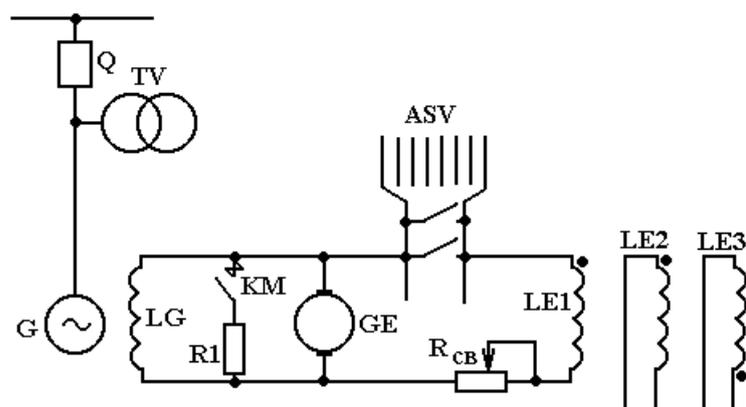


Рисунок 5.2 – Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока, работающим по схеме самовозбуждения

На синхронных генераторах с электромашинными возбудителями постоянного тока устанавливаются следующие устройства АРВ:

- устройство релейной форсировки возбуждения и развозбуждения;
- устройство компаундирования – АРВ по возмущающим воздействиям;
- корректор напряжения – АРВ по отклонению напряжения.

Таким образом, на генераторах с электромашинными возбудителями постоянного тока используются АРВ пропорционального действия.

5.3.2 Устройство быстродействующей форсировки и расфорсировки возбуждения синхронных генераторов

Принципиальная схема устройства приведена на рисунке 5.3.

Устройство быстродействующей форсировки возбуждения (УБФ), которое состоит из минимальных реле напряжения KV1, KV3, промежуточного реле KL1 и магнитного контактора KM1, приходит в действие в аварийных случаях, сопровождающихся глубоким понижением напряжения, и осуществляет форсировку возбуждения до потолочного значения.

Пусковым органом УБФ являются реле минимального напряжения KV1 и KV3 типа РН – 54, которые включаются на междуфазные напряжения U_{AB} и U_{BC} трансформатора напряжения генератора TV. При снижении напряжения статора до значения $U_r \leq 0,85 \cdot U_{г,ном}$ реле KV1 и KV3 срабатывают и подают питание на

обмотку промежуточного реле KL1, которое контактом KL1.1 подает питание на катушку контактора KM1. Последний срабатывает и своим контактом KM1.1 шунтирует часть реостата R_{CB} . При этом ток возбуждения возбудителя увеличивается до максимального значения, т.е. происходит форсировка возбуждения до потолочного значения.

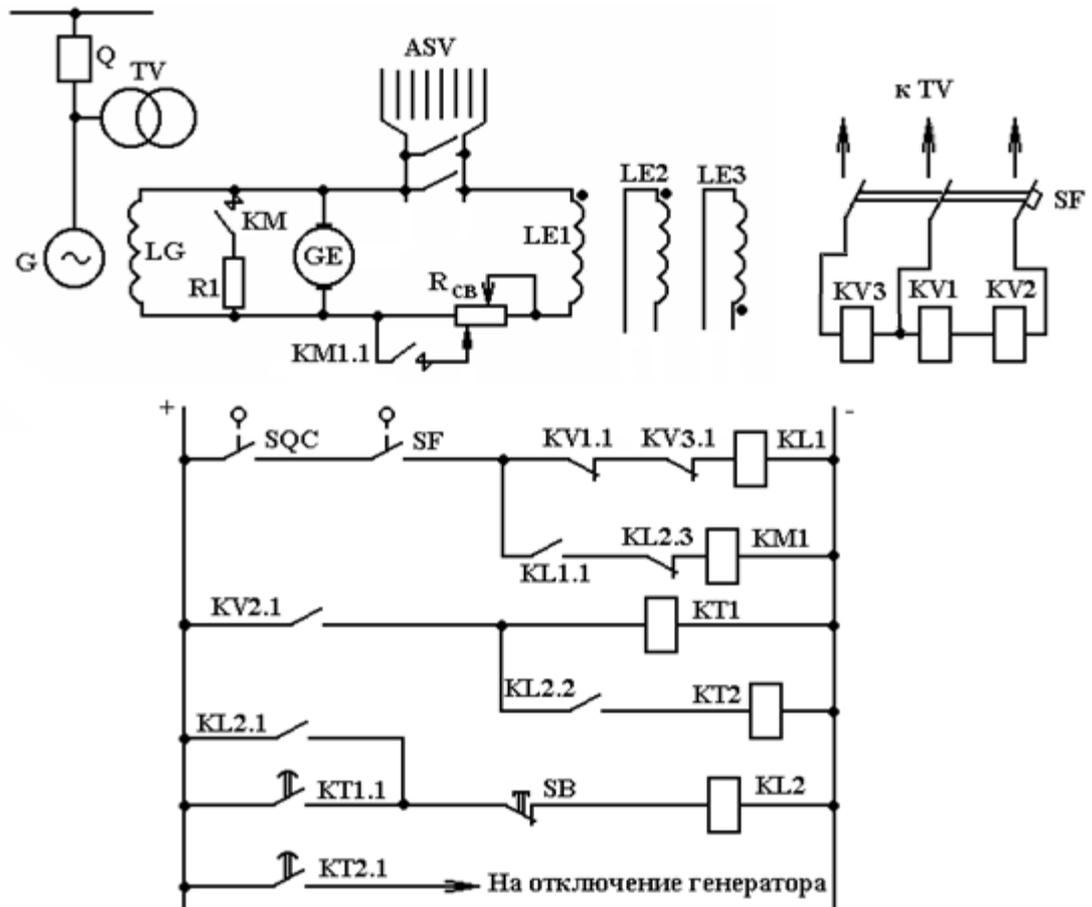


Рисунок 5.3 – Схема быстродействующей форсировки и расфорсировки возбуждения синхронного генератора

Уставка срабатывания реле KV1 и KV3 выбирается из условия возврата данных реле в исходное положение после отключения КЗ по формуле:

$$U_{KV1} = U_{KV3} = \frac{U_{Г,НОМ}}{K_3 \times K_B \times K_{TV}}, \quad (5.2)$$

где $U_{Г,НОМ}$ – номинальное напряжение генератора;
 K_3 – коэффициент запаса, значение которого принимается равным 1,1;
 K_B – коэффициент возврата реле, равный 1,05 – 1,15;

k_{TV} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Оперативный ток на промежуточное реле KL1 и контактор KM1 подается через блок-контакт SQC выключателя генератора и вспомогательный контакт SF автоматического выключателя установленного во вторичной цепи трансформатора напряжения во избежание ложной работы УБФ при отключении автоматического выключателя. При отключении автоматического выключателя SF размыкается его контакт и выводит УБФ из работы, так как форсировка возбуждения генератора, работающего на холостом ходу, может привести к значительному повышению напряжения, опасному для изоляции обмоток. На мощных турбогенераторах с форсированным охлаждением обмоток, которые не допускают длительной перегрузки, применяется устройство расфорсировки возбуждения, которое состоит из реле максимального напряжения KV2, промежуточного реле KL2 и двух реле времени KT1 и KT2. Пусковым органом данного устройства является реле напряжения KV2, включенное на междуфазное напряжение трансформатора напряжения генератора TV.

Уставка срабатывания реле напряжения KV2 принимается приблизительно равной:

$$U_{KV2} = (1,5 \div 1,7) \times U_{г,ном}. \quad (5.3)$$

При срабатывании реле KV2 запускает реле времени KT1, которое через установленную выдержку времени около 20 с, в течение которой допускается двукратная форсировка возбуждения, запускает промежуточное реле KL2. Реле KL2, сработав, самоудерживается с помощью своего контакта KL2.1, контактом KL2.2 запускает реле времени KT2, а размыканием контакта KL2.3 выводит из действия УБФ. Если вывод из действия УБФ не приведет к снижению напряжения на обмотке статора до номинального значения, то реле времени KT2, доработав, отключит генератор.

5.3.3 Способы пропорционального автоматического регулирования возбуждения

На синхронных генераторах с электромашинными возбудителями постоянного тока применяются два принципиально различных способа пропорционального автоматического регулирования возбуждения:

- по возмущающим воздействиям на регулируемый объект;
- по отклонению напряжения от заданного значения.

При первом способе АРВ регулирующее воздействие вырабатывается в соответствии с возмущающими воздействиями, которые приводят к изменениям напряжения генератора [2-4]. Основными возмущающими воздействиями являются изменение тока нагрузки генератора I_r и коэффициента мощности $\cos \varphi$.

При втором способе АРВ регулирующее воздействие вырабатывается в соответствии со значением напряжения синхронного генератора, т.е. регулирующее воздействие пропорционально отклонению напряжения от заданного значения $U_{рег} = \Delta U = U_{зад} - U_r$.

На практике применяется и комбинированный способ автоматического регулирования возбуждения, как по возмущающим воздействиям, так и по отклонению напряжения от заданного значения.

5.3.4 Компаундирование возбуждения синхронных генераторов

Напряжение синхронного генератора U_r практически равно

$$\underline{U}_r = \underline{E}_q - \underline{I}_r \times jx_d. \quad (5.4)$$

Абсолютное значение напряжения

$$\begin{aligned} U &= \sqrt{E_q^2 - (I_{r,a} \times x_d)^2} - I_{r,p} \times x_d = \\ &= \sqrt{E_q^2 - (I_r \times x_d)^2 \times (\cos \varphi)^2} - I_r \times x_d \times \sin \varphi, \end{aligned} \quad (5.5)$$

где $I_{r,a}$, $I_{r,p}$ – активный и реактивный токи генератора, которые зависят от тока нагрузки I_r и угла сдвига фаз между напряжением \underline{U}_r и током \underline{I}_r генератора φ . Поэтому абсолютное значение тока I_r и угол φ являются возмущающими воздействиями.

Регуляторы возбуждения по возмущающим воздействиям подразделяются на два вида: токовое компаундирование или компаундирование полным током и фазовое компаундирование.

Токовое компаундирование вырабатывает регулирующее воздействие в виде тока компаундирования I_k , который пропорционален току нагрузки. Данное регулирующее воздействие вводится в одну из обмоток возбуждения LE1 или LE2, рисунок 5.2. На практике широкое применение нашла схема токового компаундирования, представленная на рисунке 5.4. Схема токового компаундирования состоит из измерительного преобразователя тока

ТА, задающего элемента в виде установочного резистора R_y и исполнительного элемента состоящего из промежуточного трансформатора TL и выпрямителя VS.

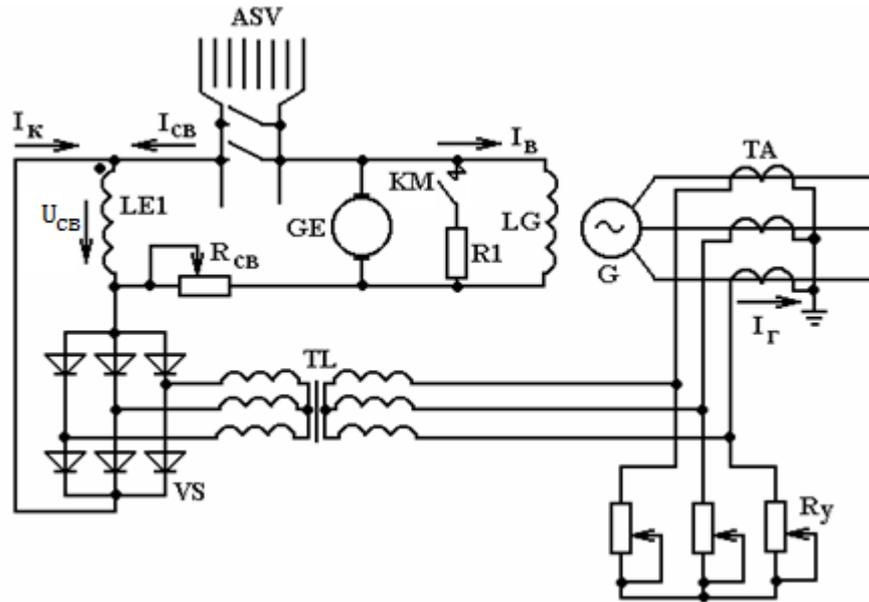


Рисунок 5.4 – Схема токового компаундирования

Фазовое компаундирование вырабатывает регулирующее воздействие – ток $I_{к,ф}$, который зависит как от тока нагрузки I_r , так и от угла сдвига фаз φ . Схема фазового компаундирования приведена на рисунке 5.5, которая нашла преимущественное применение на практике. Данная схема состоит из измерительных преобразователей тока ТА и напряжения TV, элемента формирования тока I_U в виде балластного реактора LR с компенсирующим конденсатором С и автотрансформатором Т, суммирующего промежуточного трансформатора тока TLA и выпрямителя VS [2].

Балластный реактор LR с компенсирующим конденсатором С служат для формирования тока I_U пропорционального напряжению трансформатора напряжения.

Автотрансформатор Т служит для повышения напряжения, в связи с преобразованием источника напряжения в источник тока, и одновременно служит задающим элементом тока I_U .

Основной характеристикой компаундированного синхронного генератора является зависимость тока ротора от тока статора $I_B = f(I_r)$, которая называется характеристикой компаундирования.

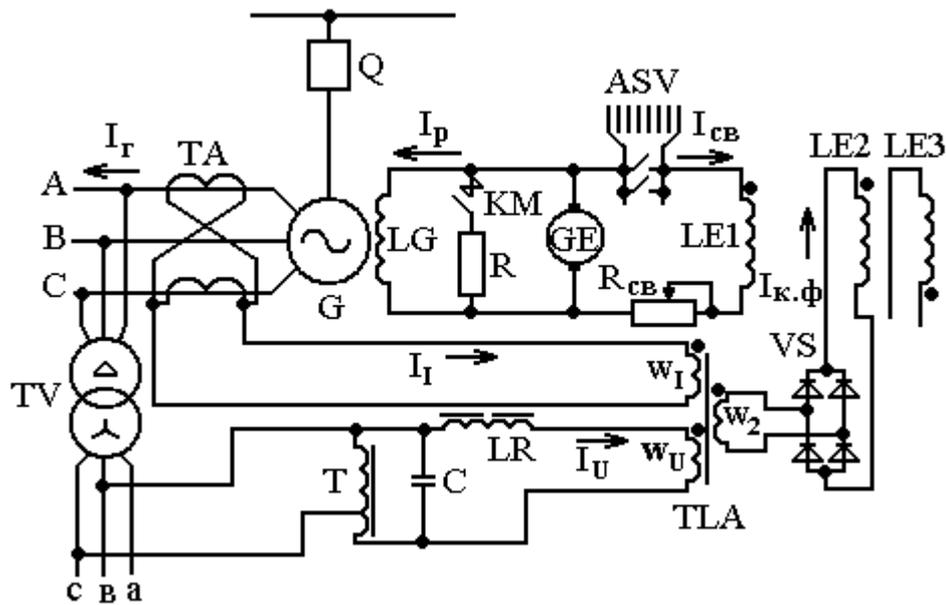


Рисунок 5.5 – Схема фазового компаундирования

На рисунке 5.6 приведены зависимости $I_B = f(I_G)$ соответствующие подключению устройства компаундирования к согласно включенной обмотке регулирования возбуждения LE2, кривая 1, и к обмотке самовозбуждения LE1, кривая 2. При подключении устройства компаундирования к обмотке самовозбуждения существует зона нечувствительности регулятора – порог компаундирования $I_{п,к}$ [2, 13].

Порог компаундирования обусловлен тем, что при $I_G < I_{п,к}$ диоды выпрямителя VS закрыты обратным напряжением $U_{св}$ на обмотке самовозбуждения LE1 превышающем напряжение на выходе устройства компаундирования.

Степень компаундирования устанавливается резистором R_y в схеме токового компаундирования, рисунок 5.4, или числом витков w_1 трансформатора TLA фазового компаундирования, рисунок 5.5.

Устройство компаундирования называется «нормальным», если при отсутствии других устройств АРВ обеспечивается номинальное напряжение генератора при номинальной нагрузке. На холостом ходу генератора номинальное напряжение на его выводах обеспечивается за счет тока самовозбуждения; при этом сопротивление $R_{св}$ подбирается таким, чтобы ток ротора $I_p = I_{p,x,x}$.

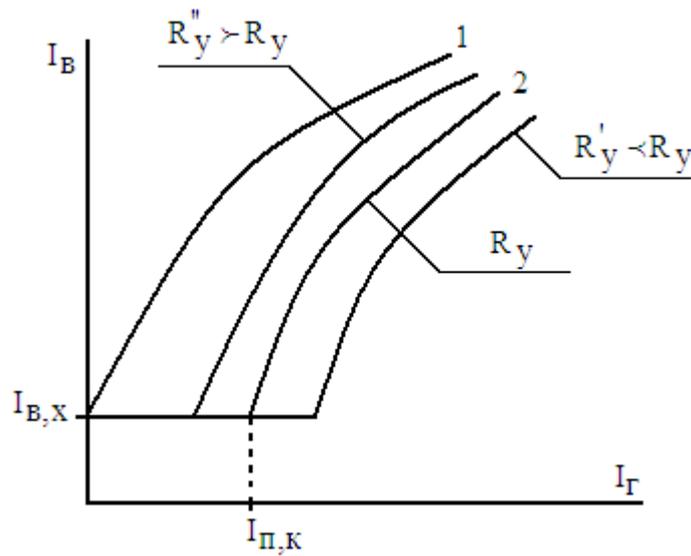


Рисунок 5.6 – Характеристика компаундированного синхронного генератора

Второй характеристикой «нормально» компаундированного генератора является внешняя характеристика $U_r = f(I_r)$ при различных значениях $\cos\varphi$ нагрузки, рисунок 5.7.

Сильная зависимость характеристики $U_r = f(I_r)$ от $\cos\varphi$ объясняется тем, что при токовом компаундировании не учитывается второе возмущающее воздействие – угол сдвига фаз между напряжением и током генератора. Однако и при фазовом компаундировании зависимость внешней характеристики от $\cos\varphi$ полностью не устраняется. Таким образом, устройства компаундирования осуществляют лишь грубую компенсацию изменений напряжений, вызванных только основными возмущающими воздействиями. Поэтому они дополняются автоматическими регуляторами возбуждения по отклонению напряжения (корректором напряжения).

Другим недостатком устройств компаундирования является то, что они не обеспечивают достаточную форсировку возбуждения при удаленных КЗ и других нарушениях нормального режима, при которых ток генератора изменяется незначительно.

Достоинством рассмотренных устройств компаундирования является:

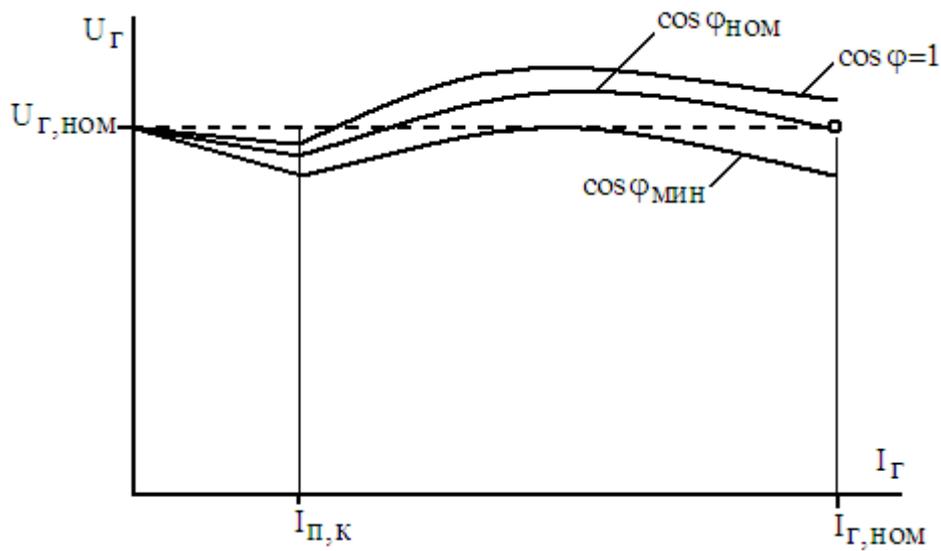


Рисунок 5.7 – Внешние характеристики «нормально» компаундированного генератора

- быстроедействие при глубоких понижениях напряжения, вызванных короткими замыканиями;
- высокая степень устойчивости из-за малой постоянной времени регулятора.

5.3.5 Электромагнитные корректоры напряжения

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК), рисунок 5.8, представляет собой автоматический регулятор напряжения, предназначенный для использования совместно с устройством компаундирования возбуждения синхронных генераторов.

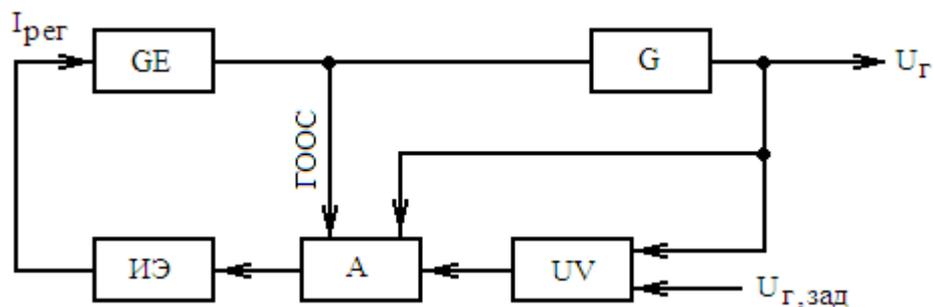


Рисунок 5.8 – Структурная схема электромагнитного корректора напряжения

Электромагнитный корректор напряжения, рисунок 5.8, состоит из измерительного органа напряжения UV , усилителя A и исполнительного элемента ИЭ.

По своим динамическим свойствам элементы ЭМК являются инерционными. ЭМК является статическим регулятором, имеющим высокий коэффициент усиления, т.е. малый статизм регулирования, и высокую чувствительность. Практически можно считать, что ЭМК не имеет зоны нечувствительности.

Измерительный орган напряжения UV , структурная схема которого приведена на рисунке 5.9, состоит из вторичных измерительных преобразователей ИП1, ИП2, ИП3, элемента сравнения токов ЭС и задающего элемента ЗЭ.

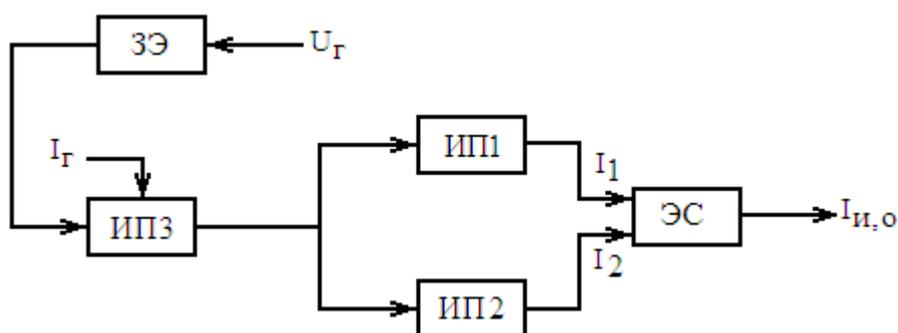


Рисунок 5.9 – Структурная схема измерительного органа ЭМК

Измерительные преобразователи ИП1 и ИП2 преобразуют напряжение генератора в токи $I_1 = f(U_G)$ и $I_2 = f(U_G)$. Ток I_1 пропорционален напряжению генератора, т.е. имеет линейную зависимость, а ток I_2 имеет нелинейную зависимость. Характеристики измерительных преобразователей ИП1 и ИП2 представлены на рисунке 5.10.

Поэтому измерительные преобразователи ИП1, ИП2 часто называют линейным и нелинейным элементами. Измерительный преобразователь тока I_G ИП3 вводит в измерительный орган напряжения UV сигнал по току нагрузки.

Два типовых варианта выполнения измерительного органа напряжения приведены на рисунке 5.11 [13]. Они отличаются способами формирования сравниваемых токов, I_1 и I_2 и установки заданного напряжения генератора $U_{Г,зад}$.

Преобразование напряжения генератора в нелинейный ток $I_{нл} = I_2$ осуществляется при помощи насыщающегося трансформатора ТЛТ.

В качестве тока $I_{\text{нл}}$ в схеме «а» служит ток намагничивания I_2 трансформатора ТЛТ, а в схеме «б» - ток пропорциональный сумме третьих гармоник фазных ЭДС вторичных обмоток, соединенных по схеме разомкнутого треугольника, рисунок 5.11.

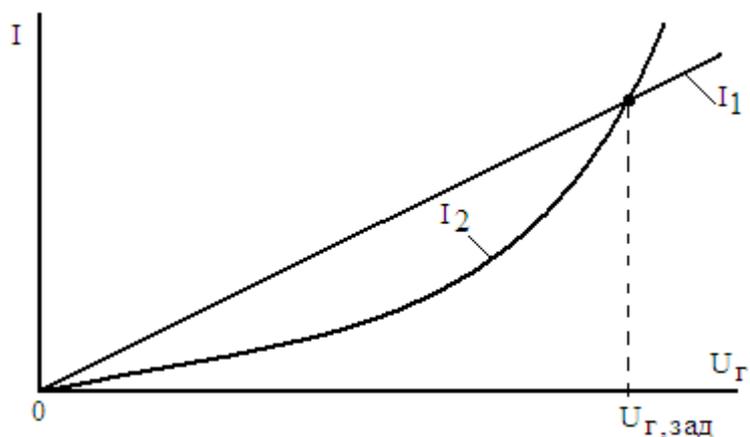


Рисунок 5.10 – Характеристики измерительных преобразователей ИП1 и ИП2 измерительного органа ЭМК

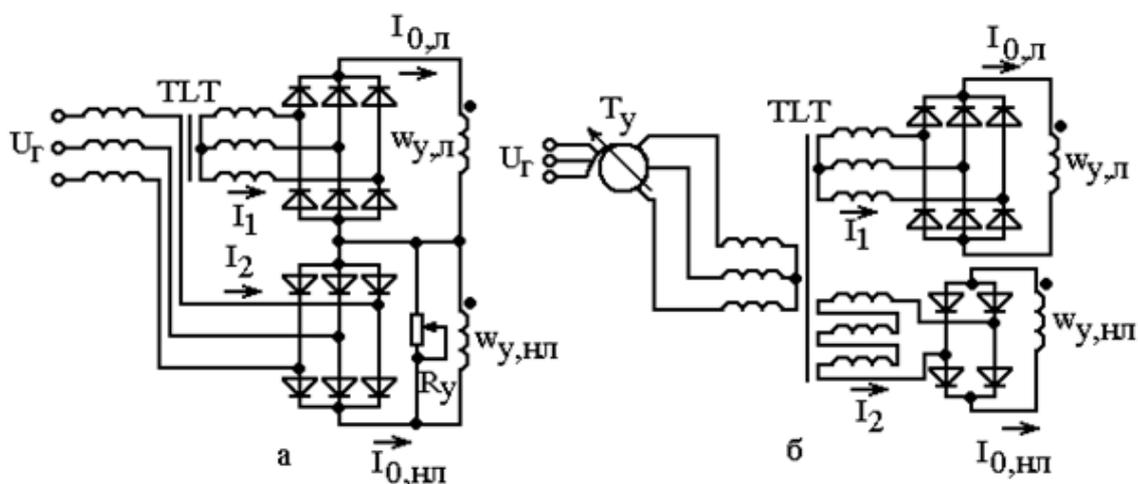


Рисунок 5.11 – Измерительные органы ЭМК

Междуфазные ЭДС вторичных обмоток трансформаторов ТЛТ пропорциональны междуфазным напряжениям на их первичных обмотках. Поэтому токи I_1 линейно изменяются в функции напряжения генератора U_{Γ} .

В ЭМК производится магнитное сравнение средних значений токов $I_{0,\text{нл}}$ и $I_{0,\text{л}}$, которые служат токами управления в двух идентичных обмотках управления w_y магнитным усилителем.

выпрямленного тока сердечник магнитного усилителя подмагничивается, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления силовых обмоток и, следовательно, к увеличению тока в обмотке возбуждения возбудителя.

Обмотка положительной обратной связи ПОС включена последовательно с обмоткой возбуждения возбудителя и согласно с обмоткой управления линейного элемента $w_{у,л}$. При увеличении тока в силовых обмотках СО выпрямленный ток, проходя по обмотке ПОС, производит дополнительное подмагничивание сердечника магнитного усилителя А, что вызывает дополнительное увеличение тока в силовых обмотках и обмотке возбуждения возбудителя.

Выходы линейного и нелинейного элементов измерительного органа UV подключены к обмоткам управления $w_{у,л}$ и $w_{у,нл}$ так, чтобы токи в них проходили в противоположных направлениях. Поэтому при напряжении генератора равном $U_{г,зад}$ суммарный магнитный поток подмагничивания будет равен практически нулю, и на выходе ЭМК сигнал будет отсутствовать.

При понижении напряжения генератора ток в линейном элементе будет больше тока нелинейного элемента, рисунок 5.10, и поэтому за счет разности намагничивающих сил происходит подмагничивание сердечника магнитного усилителя А, что приводит к увеличению тока на выходе ЭМК, который стремится восстановить прежнее напряжение на шинах генератора [2].

При повышении напряжения ток нелинейного элемента становится больше тока линейного элемента, что также могло бы вызвать подмагничивание магнитного усилителя и увеличение тока ЭМК. Для предотвращения такого неправильного действия ЭМК предусмотрен блокирующий диод VD, который объединяет управляющие обмотки линейного и нелинейного элементов. Благодаря этому при повышении напряжения генератора токи в обеих обмотках $w_{у,л}$ и $w_{у,нл}$ будут примерно равными, и подмагничивание будет отсутствовать.

На практике нашли применение как односистемные электромагнитные корректоры напряжения, так и двухсистемные.

На рисунке 5.13,а, б приведены выходные характеристики односистемного, а на рисунке 5.13,в – двухсистемного электромагнитных корректоров.

Обычно односистемный ЭМК, рисунок 5.12, применяется на турбогенераторах и выполняется на одном магнитном усилителе. Если выход односистемного ЭМК подключен к обмотке LE2 так, что ток $I_{кор}$ в ней проходит согласно с током I_k , то он называется согласно

включенным. В некоторых случаях используют включение ЭМК, при котором ток $I_{кор}$ в обмотке LE2 направлен встречно току в обмотке LE1. Электромагнитный корректор с таким включением называется противовключенным.

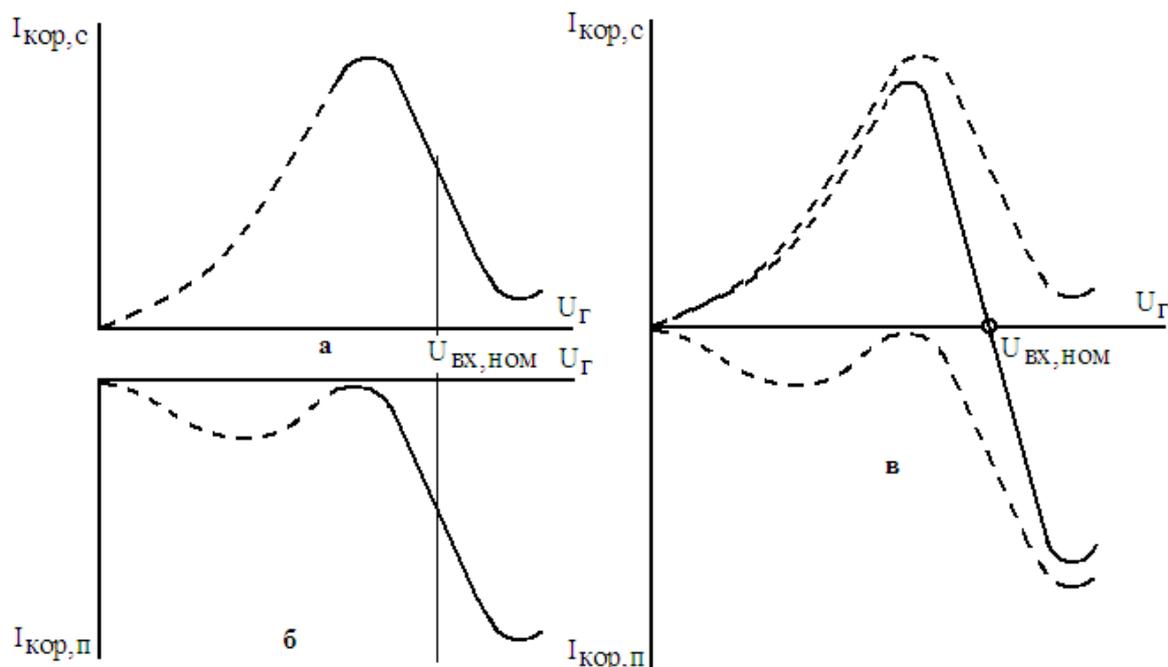


Рисунок 5.13 – Выходные характеристики электромагнитных корректоров напряжения

Двухсистемные ЭМК применяются на гидрогенераторах [2]. Сущность двухсистемного ЭМК заключается в том, что он состоит из двух односистемных корректоров – согласно включенного и противовключенного, каждый из них включен на отдельную обмотку возбуждения, рисунок 5.14.

Использование противовключенного корректора на гидрогенераторах вызвано тем, что при отключении гидрогенератора со сбросом нагрузки напряжение на его выводах резко возрастает за счет значительного повышения частоты вращения турбины. Поэтому гидрогенератор необходимо развозбуждать, что и производится противовключенным корректором.

Выходная характеристика двухсистемного корректора подбирается так, чтобы при понижении напряжения работал согласованный корректор, а при повышении напряжения противовключенный.

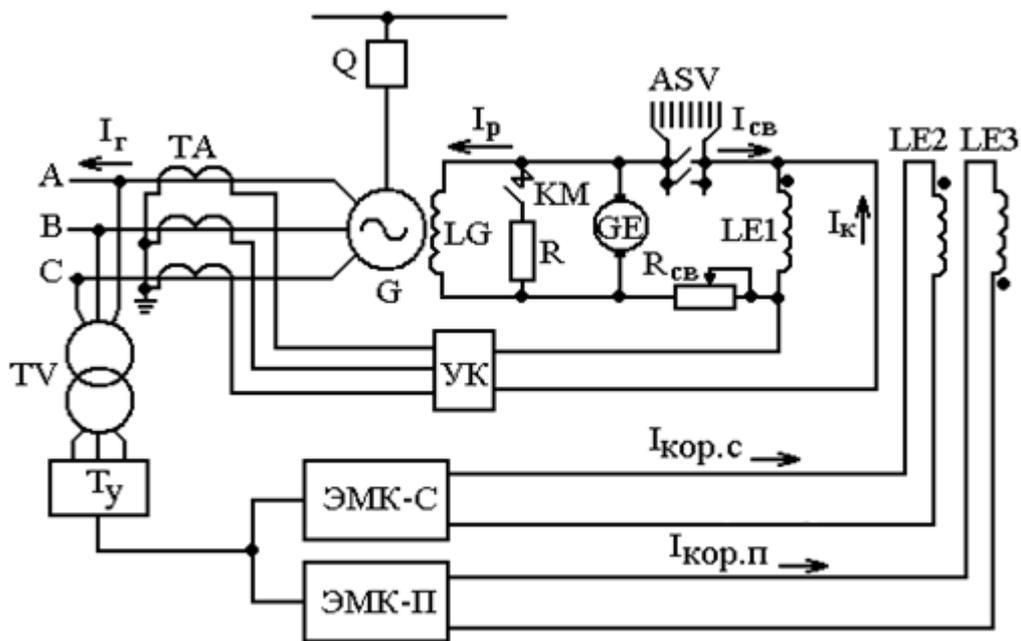


Рисунок 5.14 – Принципиальная схема включения двухсистемного ЭМК

5.3.6 Устройства компаундирования с электромагнитным корректором

5.3.6.1 Устройство компаундирования с согласно включенным корректором напряжения типа ЭПА-305

Схема устройства компаундирования с согласно включенным корректором напряжения типа ЭПА-305 приведена на рисунке 5.15.

Регуляторы данного типа применяются на турбогенераторах мощностью 63 МВт и ниже. Панель ЭПА-305 состоит из трех устройств:

- устройства компаундирования;
- электромагнитного корректора напряжения;
- устройства быстродействующей форсировки (последнее на схеме не показано).

Измерительный орган ЭМК состоит из насыщающегося трансформатора ТМ, выпрямителей VS3 и VS4 и реостата R1. Первичная обмотка трансформатора ТМ выполняет функции нелинейного элемента, а вторичная обмотка линейного.

Ток I_1 в первичной обмотке трансформатора ТМ равен сумме вторичного тока и тока намагничивания трансформатора. При напряжении, когда сердечник ТМ еще не насыщен, ток I_1 имеет линейную зависимость от напряжения генератора. Параметры

расположены две силовые обмотки СО, обмотка управления w_y , обмотка стабилизации процесса регулирования ГОС и обмотка положительной обратной связи ПОС. Диоды в цепи силовых обмоток обеспечивают дополнительное подмагничивание сердечника магнитного усилителя выпрямленным током, проходящим по силовым обмоткам [2, 14].

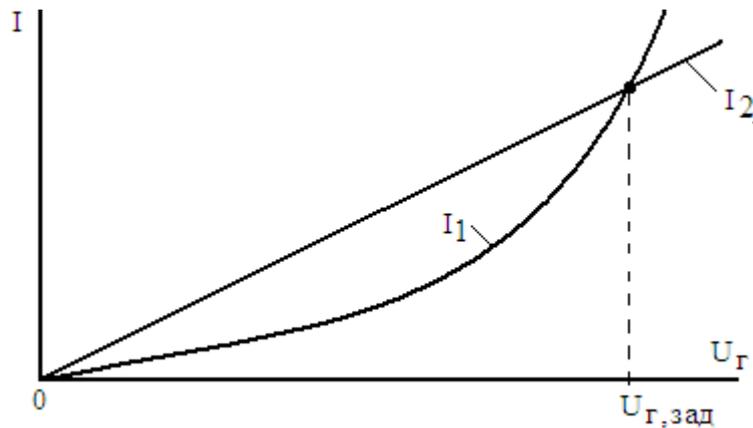


Рисунок 5.16 – Характеристики линейного и нелинейного элементов измерительного органа ЭМК

Магнитный усилитель А включен на первичную обмотку $w_{по}$ выходного трансформатора ТЗ, к вторичной обмотке которого подключен силовой выпрямитель VS2. Трансформатор ТЗ предназначен для согласования параметров обмотки возбуждения возбуждателя LE2, на которую работает ЭМК, с параметрами последнего, а также для улучшения характеристик ЭМК.

АРВ типа ЭПА-305 работает следующим образом. При отклонении напряжения генератора от $U_{Г,зад}$ в сторону понижения, рисунок 5.16, ток линейного элемента измерительного органа ЭМК становится больше тока нелинейного элемента, что приводит к увеличению тока в обмотке управления w_y магнитного усилителя. Увеличение тока в обмотке управления приводит к увеличению выходного тока ЭМК $I_{кор}$, который поступает в дополнительную обмотку возбуждения возбуждателя LE2 и действует в сторону увеличения возбуждения.

При повышении напряжения генератора выше $U_{Г,зад}$ ток нелинейного элемента будет больше тока линейного элемента и поэтому напряжение на сопротивлении реостата R_1 , $U_{нл}$, становится больше напряжения линейного элемента $U_{л}$, что приводит к закрытию

выпрямителя линейного элемента VS3 и к снижению тока ЭМК до минимального значения, так как по обмотке управления w_y будет протекать только обратный ток выпрямителя VS3, имеющий небольшое значение.

Для снижения тока ЭМК при повышении напряжения генератора используется насыщающийся дроссель L во встречно включенной компенсирующей обмотке $w_{ко}$, относительно первичной обмотки $w_{по}$, трансформатора ТЗ. При повышении напряжения дроссель L насыщается и его ток нелинейно нарастает примерно так, как и рабочий ток магнитного усилителя в обмотке $w_{по}$ и поэтому вторичный ток трансформатора ТЗ близок к нулю.

При напряжении генератора $U_r \leq U_{r,зад}$ дроссель L имеет большое сопротивление и поэтому по обмотке $w_{ко}$ протекает небольшой ток, не влияющий на процесс регулирования.

Положительная обратная связь, осуществляемая с помощью обмотки ПОС на магнитном усилителе А, повышает его коэффициент усиления и, следовательно, эффективность действия ЭМК. Для стабилизации процесса регулирования возбуждения в регуляторе применена гибкая отрицательная обратная связь ГООС, осуществляемая с помощью обмотки ГОС магнитного усилителя А и стабилизирующего трансформатора ТД. В нормальном установившемся режиме, когда напряжение ротора имеет неизменное значение, оно на вторичную обмотку трансформатора ТД не трансформируется, и в обмотке ГОС тока нет.

При изменении напряжения ротора в процессе регулирования возбуждения на вторичной обмотке трансформатора ТД появляется напряжение и, следовательно, ток в обмотке ГОС. Обмотка ГОС включена так, чтобы создаваемый ею магнитный поток противодействовал изменению магнитного потока, создаваемого обмоткой управления w_y . Таким образом, при изменении напряжения ротора трансформатор ТД ослабляет действие измерительного органа ЭМК, чем замедляет процесс регулирования и делает его более устойчивым. Промежуточный трансформатор ТЛ и реостат R4 предназначены для создания необходимого статизма, т.е. зависимости уровня поддерживаемого ЭМК напряжения от тока генератора [2].

5.3.6.2 Устройство фазового управляемого компаундирования.

Электромагнитный корректор напряжения применяемый совместно с устройством фазового компаундирования воздействует не на возбудитель генератора, а на устройство компаундирования. ЭМК

виде фазового компаундирования с электромагнитным корректором напряжения реализован в устройстве фазового управляемого компаундирования типа РВА-62, принципиальная схема которого представлена на рисунке 5.18.

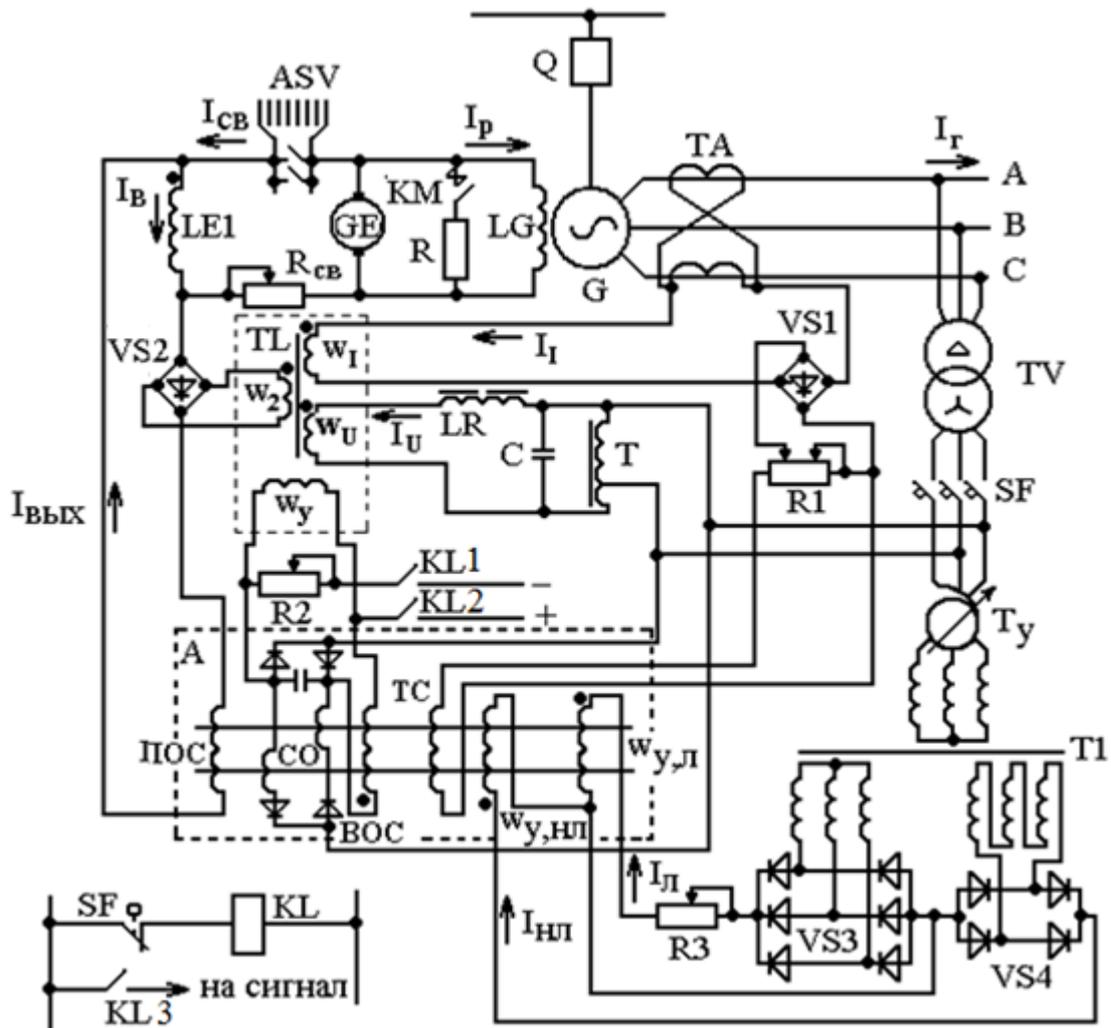


Рисунок 5.18 – Устройство быстродействующего АРВ с управляемым фазовым компаундированием типа РВА-62

Регулятор РВА–62 состоит из устройства фазового компаундирования и противовключенного электромагнитного корректора напряжения. К фазовому компаундированию относятся: трансформатор с подмагничиванием TL, повышающий автотрансформатор T, конденсатор C, дроссель LR и выпрямитель VS2 [14].

Обмотка w_1 трансформатора TL получает питание от трансформаторов тока ТА генератора, которые соединяются либо на

разность токов двух фаз, как показано на рисунке 5.18, либо на сумму токов двух фаз и разность третьей фазы. Обмотка w_U получает питание от трансформатора напряжения TV. В результате в сердечнике трансформатора TL замыкается магнитный поток, равный сумме магнитных потоков, создаваемых первичными обмотками [2].

Напряжение на обмотку w_U трансформатора TL подается с трансформатора напряжения через повышающий автотрансформатор T и балластное сопротивление LR. Конденсатор C служит для компенсации индуктивного сопротивления обмотки w_U и обеспечения линейной зависимости тока в цепи дросселя LR от напряжения генератора.

Правильная работа устройства фазового компаундирования обеспечивается сочетанием фаз токов и напряжений, подводимых к обмоткам w_I и w_U трансформатора TL, при котором при $\varphi = 0$ ток в обмотке w_I опережает ток в обмотке w_U на 90° . В данном случае суммарный магнитный поток, создаваемый обмотками w_I и w_U , будет иметь наименьшее значение.

При увеличении угла φ угол между токами I_I и I_U , проходящими по обмоткам w_I и w_U будет уменьшаться, а суммарный магнитный поток увеличиваться.

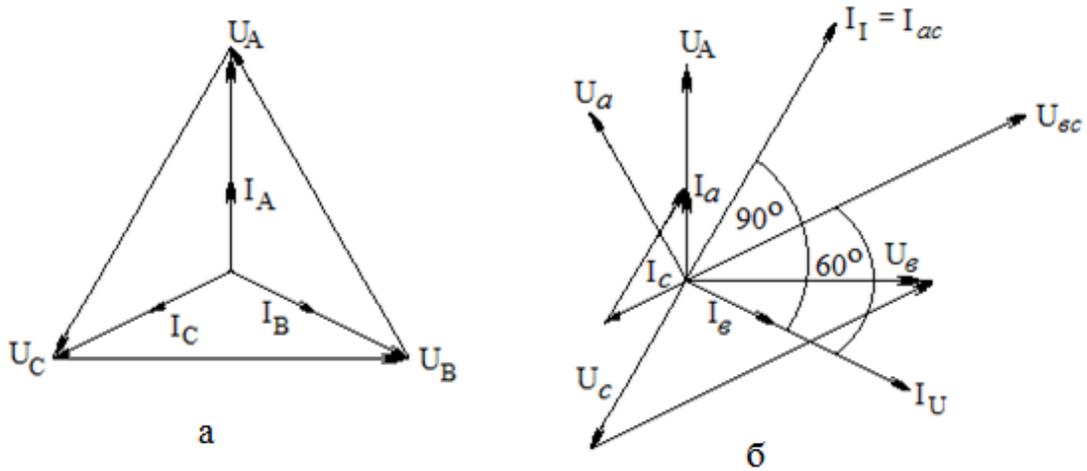
При подборе сочетания фаз токов и напряжений, подводимых к обмоткам w_I и w_U трансформатора TL необходимо учитывать, что дроссель LR создает фазовый сдвиг равный 60° .

На рисунке 5.19 приведены векторные диаграммы токов и напряжений, подводимых к обмоткам w_I и w_U для угла $\varphi = 0$, т.е. когда первичные фазные токи совпадают со своими фазными напряжениями, при включении трансформаторов тока на разность токов фаз A и C.

К первичным обмоткам трансформатора напряжения соединенным в треугольник подведены междуфазные напряжения U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} . Фазные напряжения U_a, U_b, U_c на вторичной обмотке трансформатора напряжения соединенной в звезду совпадают по фазе с напряжениями U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} . Из векторной диаграммы видно, что при схеме соединения обмоток трансформатора напряжения $\Delta/Y-11$ вторичные фазные напряжения U_a, U_b, U_c повернуты относительно звезды первичных фазных напряжений U_A, U_B, U_C на угол 30° в сторону опережения.

Согласно векторной диаграмме, рисунок 5.19, ток подведенный к обмотке w_I $I_I = I_{ac}$ опережает ток I_U в обмотке w_U на 90° . В свою очередь ток I_U отстает от напряжения на дросселе LR на 60° . Поэтому к регулятору необходимо подвести напряжение U_{bc} . Таким образом,

показанное на рисунке 5.18 подключение обмоток w_I и w_U трансформатора ТЛ обеспечивает правильную работу устройства управляемого фазового компаундирования типа РВА–62.



а – векторные диаграммы первичных цепей трансформаторов тока и напряжения; б – векторные диаграммы вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения

Рисунок 5.19 – Векторные диаграммы токов и напряжений, подводимых к устройству управляемого фазового компаундирования типа РВА–62 при включении трансформаторов тока на разность токов фаз А и С

Измерительный орган состоит из насыщающегося трансформатора Т1, выпрямителей линейного элемента VS3 и нелинейного элемента VS4, установочного автотрансформатора T_y и резистора R3.

Магнитный усилитель регулятора А имеет на своем сердечнике две силовые обмотки СО и пять обмоток управления. К основным обмоткам управления $w_{у,л}$ и $w_{у,нл}$ подключены соответственно выходы линейного и нелинейного элементов измерительного органа. Обмотки $w_{у,л}$ и $w_{у,нл}$ включены встречно друг другу. Обмотка ВОС, включенная последовательно с обмоткой подмагничивания w_y трансформатора ТЛ, является обмоткой внутренней обратной связи. Данная обмотка включена согласно с обмоткой управления нелинейного элемента $w_{у,нл}$ и встречно с обмоткой управления линейного элемента $w_{у,л}$ и предназначена для усиления управляющего воздействия измерительного органа на трансформатор фазового компаундирования

[2].

При $U_{\Gamma} > U_{\Gamma,зад}$ ток нелинейного элемента $I_{нл} = I_1$ становится больше тока линейного элемента $I_{л} = I_2$, рисунок 5.16, и результирующая МДС обмоток управления $w_{у,л}$ и $w_{у,нл}$ совпадает с МДС обмотки ВОС, что приводит к резкому возрастанию тока магнитного усилителя, поступающего в обмотку управления $w_{у}$ трансформатора ТЛ, рисунок 5.20.

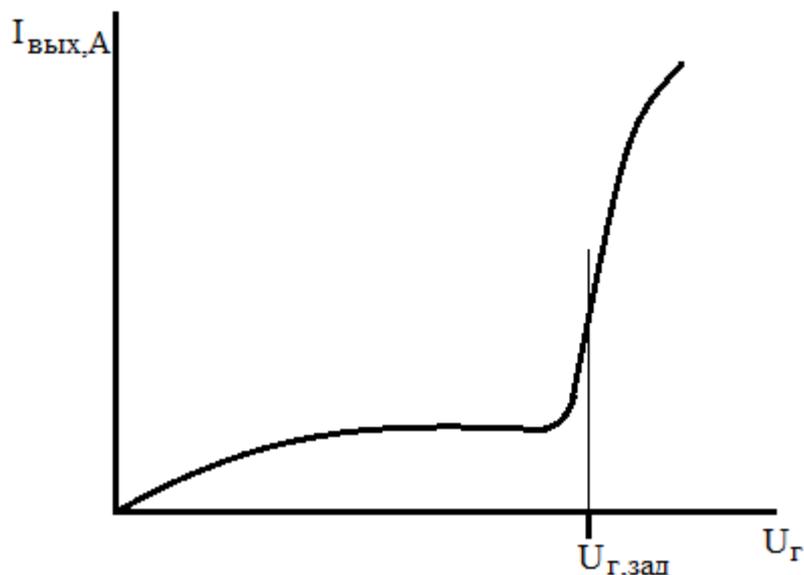


Рисунок 5.20 – Характеристика магнитного усилителя управляемого фазового компаундирования типа РВА–62

При увеличении подмагничивания трансформатора ТЛ ток от регулятора, поступающий в обмотку самовозбуждения возбуждателя ЛЕ1 уменьшается, что приводит к снижению напряжения генератора.

При $U_{\Gamma} < U_{\Gamma,зад}$ ток линейного элемента $I_{л} = I_2$ превышает ток нелинейного элемента $I_{нл} = I_1$ и результирующая МДС обмоток управления магнитного усилителя А действует против МДС обмотки ВОС, что приводит к резкому уменьшению тока магнитного усилителя и соответственно к увеличению тока регулятора.

Обмотка положительной обратной связи ПОС повышает коэффициент усиления магнитного усилителя. Обмотка ТС, включенная через выпрямитель VS1 последовательно с обмоткой w_1 трансформатора ТЛ, предназначена для введения в характеристику регулятора статизма, т.е. зависимости уровня поддерживаемого напряжения от тока генератора, что необходимо для обеспечения заданного распределения реактивной мощности между параллельно

работающими генераторами.

Реостат R3 предназначен для подбора характеристики измерительного органа, а установочный автотрансформатор T_y предназначен для изменения уровня напряжения генератора, который должен поддерживаться устройством АРВ.

При замыкании во вторичных цепях трансформатора напряжения отключается автоматический выключатель SF и замыкает свой контакт в цепи реле KL. Реле KL срабатывает и замыкает свои контакты. С помощью контактов KL1 и KL2 осуществляется постоянное подмагничивание трансформатора TL, что предотвращает ложное перевозбуждение генератора, а контактом KL3 подается сигнал о неисправности в цепях напряжения.

5.4 Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов с электромашинными возбудителями переменного тока

5.4.1 Общие сведения

Мощность электромашинных возбудителей постоянного тока не превышает 450 кВт, а для синхронных генераторов мощностью от 200 МВт и выше требуются возбудители с минимальной мощностью от 800 кВт и выше. Поэтому для современных мощных турбогенераторов разработаны новые системы возбуждения, обладающие быстродействием и кратностью форсировки возбуждения [3,4].

Для генераторов большой мощности в основном применяются машинно – полупроводниковые возбудители с неуправляемыми или с управляемыми вентилями (тиристорами). Ленинградским электротехническим объединением «Электросила» выпускаются турбогенераторы с машинно – полупроводниковыми системами возбуждения выпрямленным током повышенной частоты и неуправляемыми полупроводниковыми выпрямителями. На турбогенераторах мощностью 150 и 200 МВт обычно устанавливаются одномашинные системы возбуждения без подвозбудителя, а на турбогенераторах мощностью 300 и 500 МВт – двухмашинная с подвозбудителем.

Автоматическое регулирование и форсировка возбуждения турбогенераторов с машинно – полупроводниковыми системами возбуждения осуществляется с помощью типовых панелей автоматики: ЭПА – 325Б для ТВВ – 165 и ТВВ – 200, ЭПА – 325В для ТВВ – 300 и ЭПА – 500 для ТВВ – 500.

На турбогенераторах мощностью 800 МВт и выше применяется бесщеточная систем возбуждения с диодными неуправляемыми

выпрямителями. Турбогенераторы мощностью до 120 МВт выпускаемые Ленинградским электротехническим объединением «Электросила» оснащаются электромашинной системой возбуждения переменного ток повышенной частоты. Для автоматического регулирования возбуждения данных турбогенераторов используется автоматический регулятор типа ЭПА–120.

5.4.2. АРВ турбогенераторов с высокочастотной системой возбуждения

Упрощенная схема устройства АРВ типа ЭПА – 325В приведена на рисунке 5.21, которая состоит из АРВ с измерительным органом УВ, устройства быстродействующей форсировки возбуждения УБФ, гибкой ГОС и жесткой ЖОС обратных связей и защиты от перегрузки обмотки ротора [2].

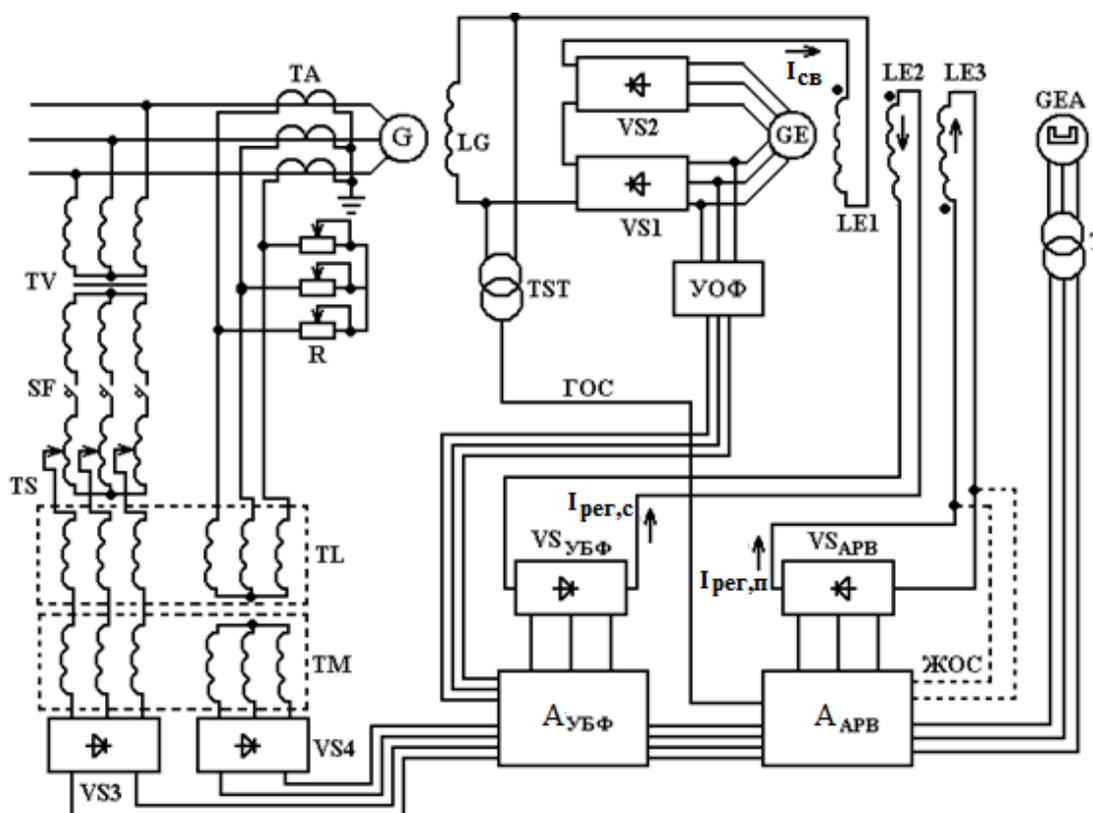


Рисунок 5.21 – Упрощенная схема устройства АРВ типа ЭПА – 325 В

Возбуждение возбудителя GE в нормальном режиме работы обеспечивается совместным действием двух обмоток возбуждения: основной LE1, включенной последовательно с обмоткой ротора LG, и

обмоткой LE3, включенной встречно обмотке LE1. МДС, создаваемая током самовозбуждения I_{cb} в обмотке LE1, превосходит необходимое для нормального режима работы генератора значение, избыток которой компенсируется МДС, создаваемой током $I_{рег,л}$ в обмотке LE3 от противовключенного ЭМК, т.е. устройства АРВ.

В обмотку LE2 включенную согласно с основной обмоткой LE1 подается регулирующее воздействие в виде тока $I_{рег,с}$ от устройства форсировки возбуждения УБФ, согласованного ЭМК. В нормальном режиме по обмотке LE2 протекает небольшой ток, который не оказывает заметного влияния на возбуждение возбудителя GE.

Измерительный орган UV устройств АРВ и УБФ выполнен на принципе сравнения токов линейного и нелинейного элемента, аналогично выше рассмотренному устройству ЭПА – 305, и включает в себя трехфазный трансформатор ТМ с насыщающимся сердечником и выпрямители VS3 и VS4.

Нелинейным элементом измерительного органа является первичная обмотка трансформатора ТМ, которая представляет собой дроссель и ток в цепи которой изменяется нелинейно при изменении напряжения генератора. Линейным элементом являются вторичная обмотка этого же трансформатора, напряжение на которой изменяется линейно.

Токи линейного и нелинейного элементов после выпрямления подводятся к управляющим обмоткам магнитных усилителей силового органа АРВ и УБФ, который включает в себя два магнитных усилителя с внутренней обратной связью $A_{АРВ}$ и $A_{УБФ}$ и два трехфазных выпрямителя $VS_{АРВ}$ и $VS_{УБФ}$.

Магнитные усилители силового органа имеют силовые обмотки, которые получают питание от высокочастотного подвозбудителя GEА, и несколько обмоток подмагничивания, с помощью которых осуществляется управление работой этих магнитных усилителей.

Основное управление магнитными усилителями $A_{АРВ}$ и $A_{УБФ}$ осуществляется обмотками линейного и нелинейного элементов измерительного органа, которые включены встречно. При этом в магнитном усилителе $A_{УБФ}$ обмотка линейного элемента действует согласно с внутренней обратной связью, а обмотка нелинейного элемента – встречно. В $A_{АРВ}$, наоборот, обмотка линейного элемента действует встречно, а обмотка нелинейного элемента – согласно с внутренней обратной связью.

Выходные характеристики УБФ, $I_{УБФ} = f(U_{Г})$, и АРВ, $I_{АРВ} = f(U_{Г})$, устройства ЭПА-325В показаны на рисунке 5.22.

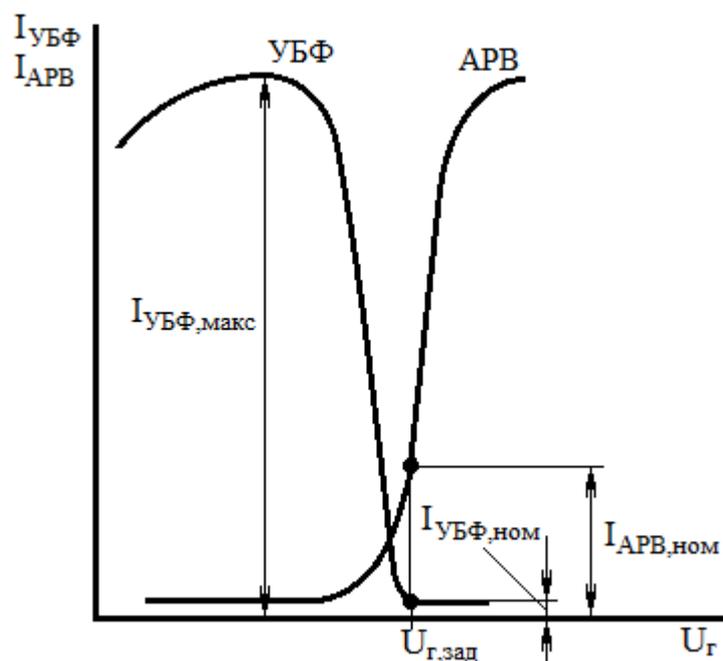


Рисунок 5.22 – Выходные характеристики УБФ и АРВ

При напряжении генератора равном заданному значению $U_{Г, зад}$ ток $I_{рег.п} = I_{APB, ном}$, поступающий в обмотку LE3, как видно из рисунка 5.22, имеет значение, необходимое и достаточное для компенсации избыточного возбуждения, создаваемого обмоткой LE1.

Ток $I_{рег.с} = I_{UB\Phi, ном}$, при $U_{Г} = U_{Г, зад}$, поступающий в обмотку LE2 имеет при этом минимальное значение и, как указывалось выше, не оказывает влияния на возбуждение возбудителя GE.

При эксплуатационных понижениях напряжения генератора ток I_{APB} уменьшается, а ток $I_{UB\Phi}$ увеличивается. Поэтому при $U_{Г} < U_{Г, зад}$ ток в обмотке LE3, направленный в сторону развозбуждения, уменьшается, а ток в обмотке LE2, направленный в сторону подвозбуждения, увеличивается, что обеспечивает увеличение тока ротора генератора и восстановление напряжения.

При КЗ, сопровождающихся более глубокими понижениями напряжения, ток I_{APB} снижается до минимального значения, а ток $I_{UB\Phi}$ достигает максимального значения, что обеспечивает форсировку возбуждения генератора.

При $U_{Г} > U_{Г, зад}$ ток I_{APB} резко возрастает, увеличивая развозбуждающее действие обмотки LE3, а ток $I_{UB\Phi}$ несколько уменьшается или остается неизменным, рисунок 5.22, что приводит к восстановлению напряжения генератора.

Характеристики измерительного и силового органов

настраиваются, так, чтобы при понижении напряжения на 5 % ток от АРВ снижался до минимального значения, а ток от УБФ возрастал примерно на 80 % своего максимального значения. При повышении напряжения на 5 % ток АРВ увеличивается до максимума, а ток УБФ снижается до минимального значения [2].

Гибкая ГОС и жесткая ЖОС обратные связи предназначены для обеспечения устойчивости процесса автоматического регулирования. Гибкая обратная связь осуществляется от напряжения ротора через трансформатор TST. Первичная обмотка TST подключена на напряжение ротора генератора, а вторичная – к специальной обмотке управления магнитного усилителя A_{APB} . Принцип работы ГОС такой же, как и в регуляторе типа ЭПА – 305.

Жесткая обратная связь осуществляется от напряжения выхода АРВ. Ток, создаваемый этим напряжением в обмотке ЖОС магнитного усилителя A_{APB} , действует в сторону уменьшения крутизны характеристики АРВ, что также стабилизирует процесс автоматического регулирования.

Для ограничения потолка форсировки тока ротора до заданной величины служит устройство ограничения форсировки возбуждения УОФ, которое подключается к одной из обмоток переменного тока высокочастотного возбудителя GE и работает по принципу противовключенного корректора напряжения.

В диапазоне напряжений возбудителя GE, при которых ток ротора генератора не превышает допустимых значений, ток на выходе УОФ имеет минимальное значение. Если же при форсировке возбуждения напряжение GE возрастает до значений, при которых ток ротора превысит допустимую кратность к минимальному току, ток на выходе УОФ также резко возрастет и, проходя по обмоткам $W_{y,of}$ магнитных усилителей препятствует недопустимому повышению напряжения возбудителя GE.

Опасная для обмотки ротора генератора и выпрямительных мостов возбудителя GE длительная перегрузка, может возникнуть не только при форсировке возбуждения, но также из – за разных неисправностей элементов регулятора и его цепей. Поэтому для ограничения перегрузки обмотки ротора и выпрямительных мостов возбудителя GE в этих случаях предусмотрена защита от перегрузки, которая действует на развозбуждение генератора.

Защита от перегрузки состоит из двух пусковых реле максимального напряжения KV1 и KV2, обмотки которых включены непосредственно на напряжение возбудителя GE, двух реле времени КТ1 и КТ2 и двух промежуточных реле KL1 и KL2. Принципиальная

схема защиты от перегрузки ротора и выпрямительных мостов GE приведена на рисунке 5.23.

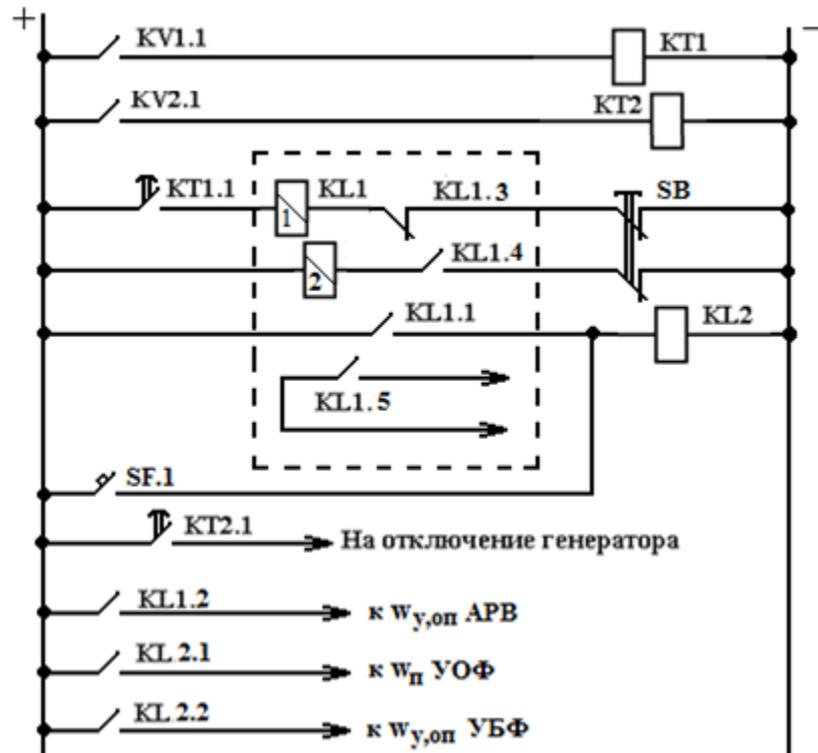
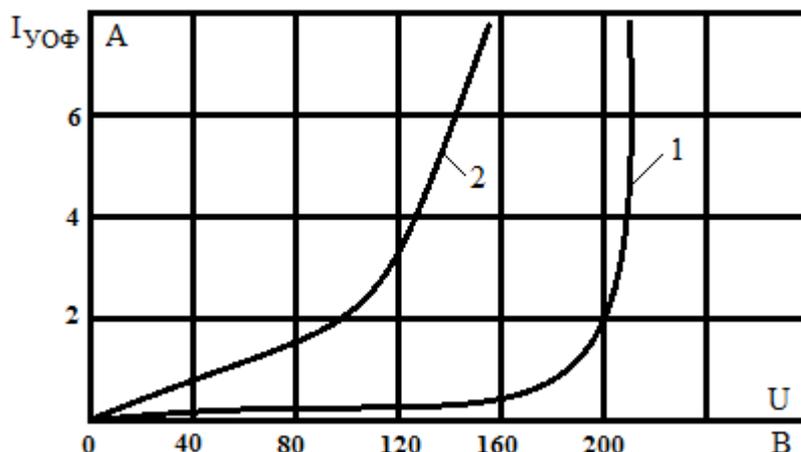


Рисунок 5.23 – Принципиальная схема защиты ротора от перегрузки

Реле KV1 имеет уставку срабатывания, соответствующую началу крутой части характеристики УОФ, рисунок 5.24. При повышении напряжения GE до этой уставки реле KV1 срабатывает и запускает реле времени KT1, которое с выдержкой времени 15–20 с замыкает свой контакт KT1.1 в цепи обмотки 1 двухпозиционного промежуточного реле KL1. Реле KL1 срабатывая, запускает контактом KL1.1 реле KL2. При срабатывании эти реле замыкают свои контакты KL1.2 и KL2.2 в цепях управляющих обмоток ограничения перегрузки $w_{y,оп}$ соответственно магнитных усилителей A_{APB} и $A_{УБФ}$, которые воздействуют на увеличение тока от APB и уменьшение тока от УБФ, что приводит к развозбуждению возбудителя GE. Реле KL2 контактом KL2.1 подает питание в обмотку подмагничивания $w_{п}$ трансформатора устройства ограничения форсировки УОФ для смещения его характеристики, рисунок 5.24, что приводит к резкому увеличению тока в управляющих обмотках $w_{y,оф}$ магнитных усилителей A_{APB} и $A_{УБФ}$ и развозбуждению возбудителя GE.

Реле напряжения KV2 имеет уставку, примерно равную 1,2 уставки реле KV1. Если напряжение достигает уставки срабатывания



1 – без подмагничивания; 2 – с подмагничиванием

Рисунок 5.24 – Характеристики токов на выходе УОФ

реле KV2 последнее срабатывает и замыкает свой контакт KV2.1 в цепи реле времени КТ2. Реле времени КТ2 срабатывает и с выдержкой времени примерно 1 с замыкает свой контакт КТ2.1 и подает команду на отключение генератора [2].

5.5 Автоматическое регулирование возбуждения сильного действия

5.5.1 Назначение, особенности и алгоритмы автоматического регулирования возбуждения сильного действия

Рассмотренные выше системы автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов представляют собой системы регулирования пропорционального типа, регулирующее воздействие которых пропорционально отклонению регулируемого параметра от заданного значения.

На синхронных генераторах с тиристорными возбудителями применяют автоматические регуляторы возбуждения сильного действия (АРВ-СД) или пропорционально-дифференциального типа, регулирующее воздействие которых пропорционально не только отклонению регулируемого параметра от заданного значения, но и скорости его изменения и изменениям других режимных параметров и возмущающих воздействий [3,4,9].

Назначением АРВ-СД является не только поддержание

напряжения на шинах электростанции на заданном уровне и генерируемой или потребляемой синхронным генератором реактивной мощности, но и повышение статической и динамической устойчивости параллельной работы электрических станций, связанных с энергосистемой протяженными и сильно загруженными линиями электропередач. Повышение устойчивости достигается тем, что АРВ-СД оказывает на системы возбуждения генераторов более интенсивное воздействие, чем АРВ пропорционального типа. Это обеспечивается соответствующим выбором параметров режима, по которым осуществляется алгоритм или закон регулирования сильного действия. Выбор этих параметров определяется параметрами синхронных генераторов и энергосистемы, а также возможностью измерения параметров режима.

С точки зрения обеспечения устойчивости параллельной работы в различных режимах было бы целесообразно использовать в законе регулирования сильного действия наряду с отклонением напряжения ΔU отклонения и производные угла δ между векторами ЭДС генератора \underline{E}_q и напряжением \underline{U}_c приемной части энергосистемы: $\Delta\delta$, δ' , δ'' [4]. Однако параметры угла δ и его производных не используются из-за недостаточной надежности телепередачи. Вместо них в законе регулирования используют отклонение частоты Δf и первую производную частоты f' , что практически равноценно использованию δ' и δ'' .

В закон автоматического регулирования возбуждения сильного действия синхронных генераторов с тиристорными возбудителями входят следующие параметры:

- отклонение напряжения ΔU от заданного значения $U_{г,зад}$, предназначенное для поддержания практически постоянного напряжения генератора при изменениях тока нагрузки генератора;
- первая производная напряжения $U'_г = dU_г/dt$, предназначенная для стабилизации автоматической системы регулирования возбуждения, прежде всего при холостом ходе генератора;
- изменение частоты $\Delta f \approx d\delta/dt$;
- первая производная частоты $f' = df/dt \approx d^2\delta/dt^2$;
- производная тока возбуждения генератора $I'_в = dI_в/dt$.

Информация о скорости изменения напряжения $U'_г = dU_г/dt$, изменения частоты $\Delta f \approx d\delta/dt$, скорости изменения частоты $f' = df/dt$ и скорости изменения тока возбуждения $I'_в = dI_в/dt$ предназначена для повышения устойчивости замкнутой системы регулирования, а также для повышения статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанции с энергосистемой

[4,9].

На основании выше изложенного закон автоматического регулирования возбуждения сильного действия имеет вид

$$U_{\text{пер}} = k_U \times \Delta U + k'_U \times U' + k_f \times \Delta f + k'_f \times f' + k'_I \times I'_B, \quad (5.6)$$

где Δf – отклонение частоты генератора от синхронной;

$k_U, k'_U, k_f, k'_f, k'_I$ – коэффициенты пропорциональности соответственно: по отклонению напряжения генератора, производной напряжения генератора, по изменению частоты, производной частоты, по скорости изменения тока возбуждения генератора.

5.5.2 Функциональная схема автоматического регулятора возбуждения сильного действия

5.5.2.1 Общие сведения

Функциональная схема АРВ-СД представлена на рисунке 5.25.

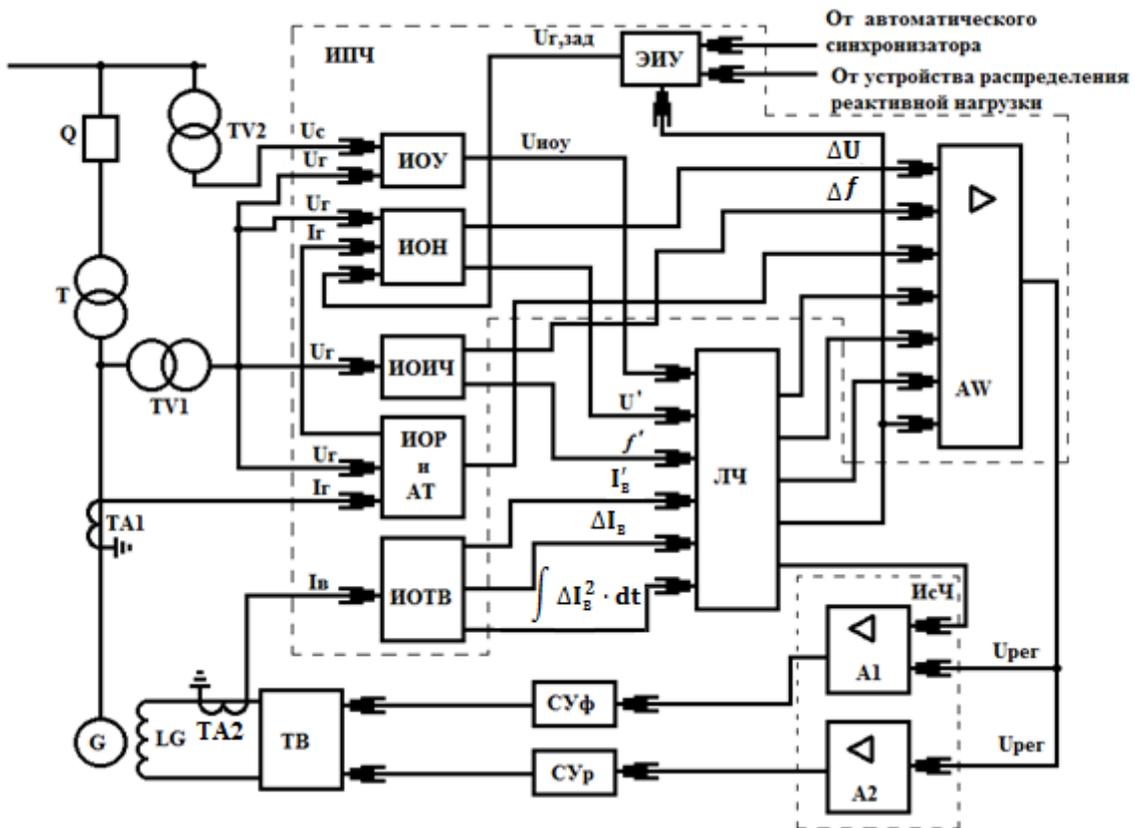


Рисунок 5.25 – Функциональная схема АРВ-СД

Функциональная схема АРВ-СД состоит из измерительно-преобразовательной части (ИПЧ) и исполнительной части (ИсЧ). АРВ-

СД содержит логическую часть (ЛЧ), которая координирует использование сигналов по производным режимных параметров.

Измерительная часть АРВ-СД содержит активный сумматор АW который производит суммирование и усиление всех сигналов, поступающих на его вход. Суммарный сигнал с его выхода, регулирующее воздействие $U_{рег}$, поступает на входы усилителей А1 и А2, которые воздействуют на системы управления форсировочной СУф и рабочей СУр групп тиристоров возбуждения генератора.

В эксплуатации используются АРВ-СД выполненные на электромагнитных элементах, магнитных усилителях, и микроэлектронные, полупроводниковые, АРВ-СДП.

5.5.2.2 Измерительные органы электромагнитного регулятора сильного действия

Измерительный орган напряжения в электромагнитном АРВ-СД выполнен на трехфазном диодном элементе сравнения абсолютного значения напряжения U_c на шинах электростанции высокого напряжения с заданным значением $U_{г,зад}$, рисунок 5.26 [3,4].

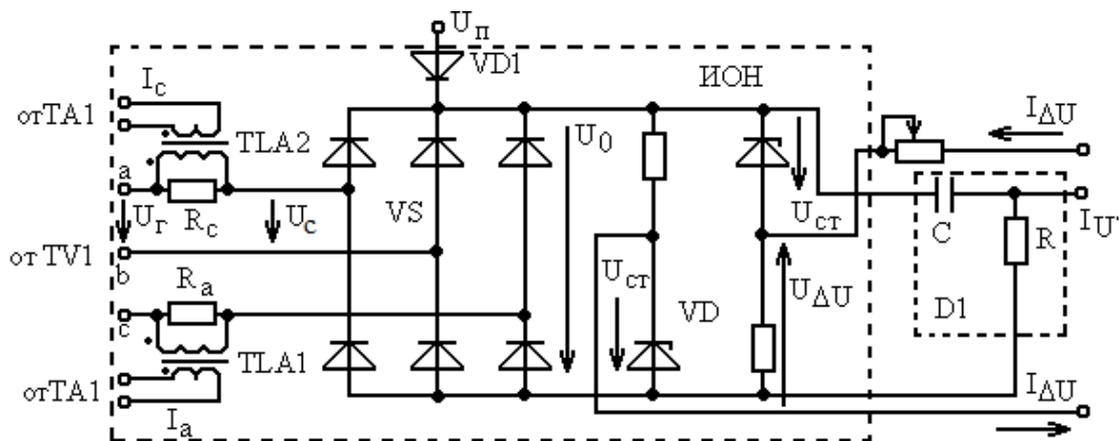


Рисунок 5.26 – Схема измерительного органа напряжения

Сравнение напряжения U_c производится с помощью стабилитронов VD с напряжением стабилизации $U_{ст}$. Выходное напряжение $U_{\Delta U}$ элемента сравнения пропорционально отклонению напряжения ΔU_c от заданного значения $U_{г,зад}$, моделируемого напряжением $U_{ст}$

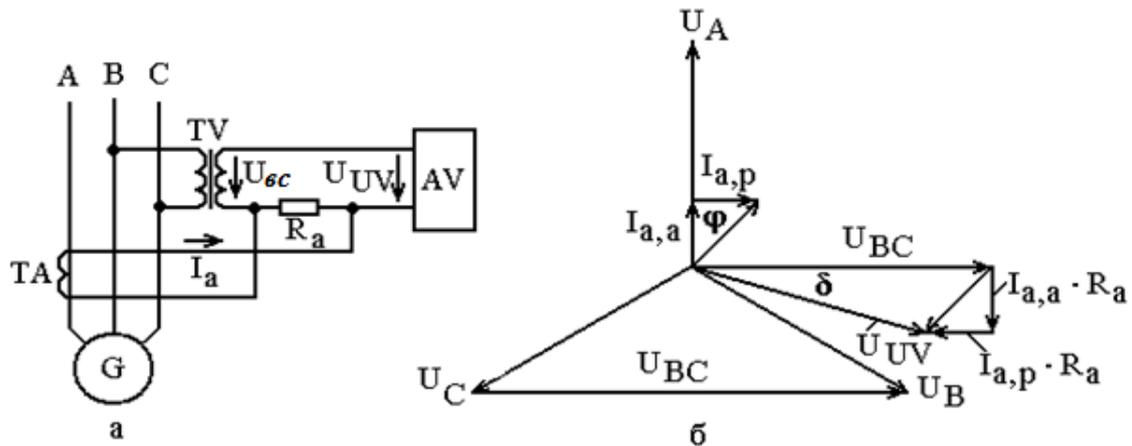
$$U_{\Delta U} = 2U_{ст} - U_0, \quad (5.7)$$

где U_0 – постоянная составляющая выпрямленного напряжения

U_c .

Напряжение U_c создается элементом токовой компенсации падения напряжения на сопротивлении трансформатора связи, моделируемого резисторами R_a, R_c , подключенными через вторичные измерительные трансформаторы тока TLA1, TLA2 к трансформаторам тока фаз А и С.

Схема токовой компенсации приведена на рисунке 5.27.



а – схема, б – векторная диаграмма

Рисунок 5.27 – Схема токовой компенсации

Правильная работа ИОН обеспечивается соответствующим сочетанием линейного напряжения и фазного тока (I_a, U_{BC} и I_c, U_{AB}). Напряжение, подводимое к регулятору AV равно

$$U_{UV} = U_{BC} - I_{a,p} \times R_a. \quad (5.8)$$

На рисунке 5.28 показаны зависимости напряжения измерительного органа $U_{\Delta U} = f(U_c)$ при двух различных значениях $U_{г,зад1}$ и $U_{г,зад2}$.

Горизонтальные участки характеристик соответствуют снижению напряжения генератора при КЗ, при котором стабилитроны элемента сравнения через диод VD1 подключаются к источнику питания $U_{п}$ регулятора, чем обеспечивается форсировка возбуждения генератора (ток $I_{\Delta U}$).

Сигнал (ток $I_{U'}$) по производной напряжения $U_{\Delta U}$ формируется пассивным RC- дифференциатором D1 [4].

Измерительный орган изменения частоты ИОИЧ выполнен на

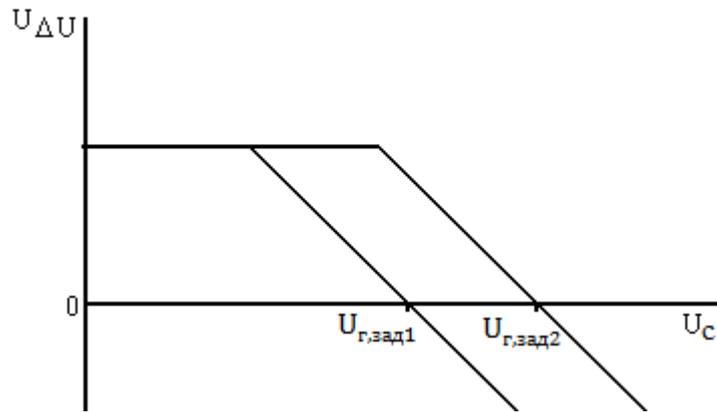


Рисунок 5.28 – Характеристики измерительного органа напряжения

диодной схеме сравнения абсолютных значений токов I_1 и I_2 , рисунок 5.29, являющихся разными функциями частоты.

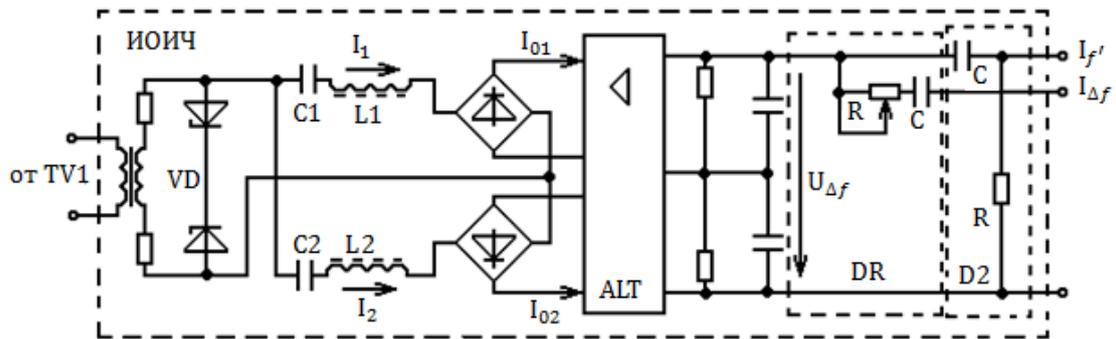


Рисунок 5.29 – Схема измерительного органа изменения частоты

Преобразование изменений частоты в изменения абсолютных значений токов I_1 и I_2 осуществляется резонансными контурами $L1 - C1$ и $L2 - C2$ соответственно.

Контур $L1-C1$ настроен на резонансную частоту $f_1 = 45$ Гц, а $L2-C2$ на резонансную частоту $f_2 = 55$ Гц.

Элемент сравнения выполнен с магнитным вычитанием средних значений выпрямленных токов I_{01}, I_{02} управления магнитным усилителем ALT. Выходной ток элемента сравнения, ток управления магнитным усилителем, равен $I_y = I_{01} - I_{02}$.

Характеристика измерительного органа изменения частоты приведена на рисунке 5.30.

Реальный дифференциатор DR осуществляет формирование сигнала по изменению частоты в виде тока $I_{\Delta f}$, а пассивный

дифференциатор D2 осуществляет формирование сигнала по производной частоты $I_{f'}$.

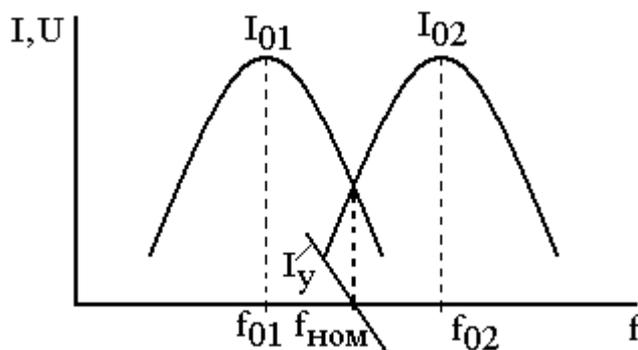


Рисунок 5.30 – Характеристика измерительного органа изменения частоты

Измерительный орган тока возбуждения ИОТВ формирует:

- сигнал по производной тока ротора $I'_в$, который совместно с производной напряжения синхронного генератора U' стабилизирует автоматическую систему регулирования возбуждения, прежде всего при холостом ходе генератора;
- сигнал ограничения на двукратном уровне тока ротора при форсировке возбуждения $\int \Delta I'_в dt$;
- сигнал по отклонению тока ротора $\Delta I'_в$ при выбеге генераторов атомных электростанций.

Измерительный орган потребляемого реактивного и активного тока ИОР и АТ формирует сигнал на ограничение минимального возбуждения в режиме потребления генератором реактивной мощности из сети.

Допустимая потребляемая реактивная мощность генератора ограничивается статической устойчивостью линий электропередачи. Сигнал в виде напряжения на выходе ИОР и АТ появляется, если потребляемая генератором реактивная мощность превышает допустимое значение.

Данный сигнал воздействует на увеличение тока ротора, т.е. снижение потребления реактивной мощности [4].

5.5.2.3 Измерительные органы микроэлектронного регулятора сильного действия

Повышение быстродействия измерительных органов полупроводникового автоматического регулятора возбуждения сильного действия (АРВ-СДП) обеспечивается с помощью управляемых активных интеграторов.

Измерительный орган напряжения в данном регуляторе функционирует на основе интегрирования мгновенных отклонений выпрямленного напряжения $|\Delta u_c|$ на шинах высокого напряжения электростанции от заданного значения $U_{г,зад}$.

Схема ИОН представлена на рисунке 5.31.

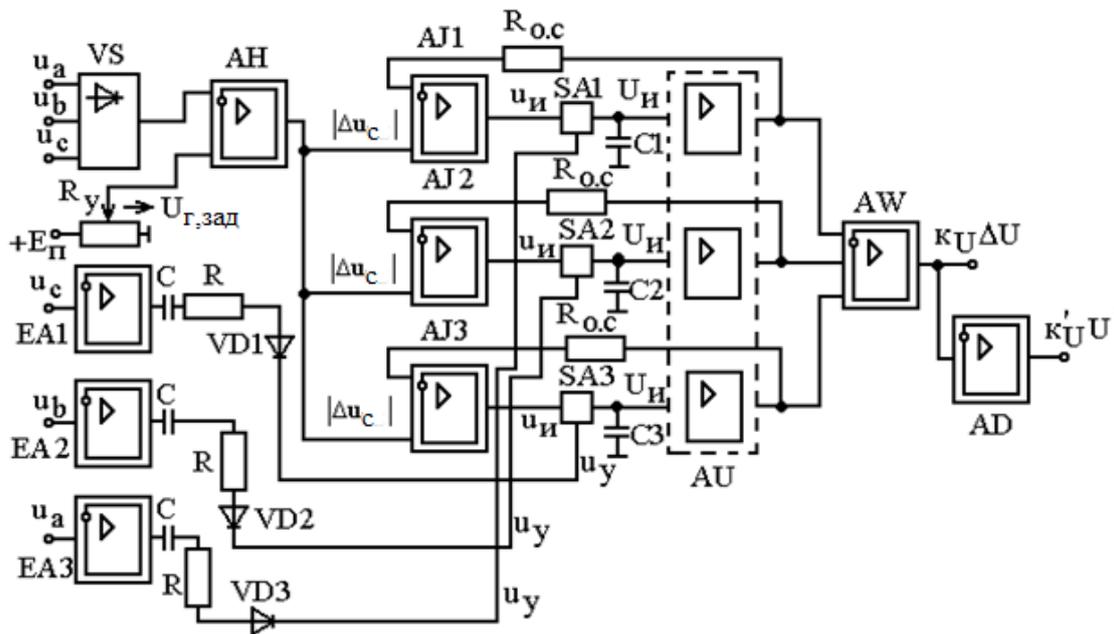


Рисунок 5.31 – Функциональная схема измерительного органа напряжения микроэлектронного регулятора сильного действия

Время интегрирования каждого из трех активных интеграторов $AJ1, AJ2$ и $AJ3$, управляемых соответственно фазными напряжениями u_a, u_b и u_c составляет $t = T_{II}/3 = 0,02/3$ с. Мгновенное отклонение напряжения $|\Delta u_c|$ поступающее на входы активных интеграторов $AJ1, AJ2$ и $AJ3$ определяется активным элементом сравнения, состоящим из трехфазного выпрямителя VS , задающего элемента, состоящего из установочного резистора R_y , делителя напряжения E_{II} , стабилизированного источника питания и активного вычитателя $АН$. Выходы интеграторов $AJ1, AJ2$ и $AJ3$ подключаются к запоминающим конденсаторам $C1, C2$ и $C3$, фиксирующими отклонение напряжения $\Delta U \approx \pm U_{И}$, с помощью интегральных ключей $SA1, SA2$ и $SA3$.

Интегральные ключи открываются кратковременными импульсами управления u_y , рисунк 5.32, формируемыми в начале каждого периода фазных напряжений компараторами EA1, EA2 и EA3 и пассивными RC дифференциаторами с выходными диодами VD1, VD2 и VD3.

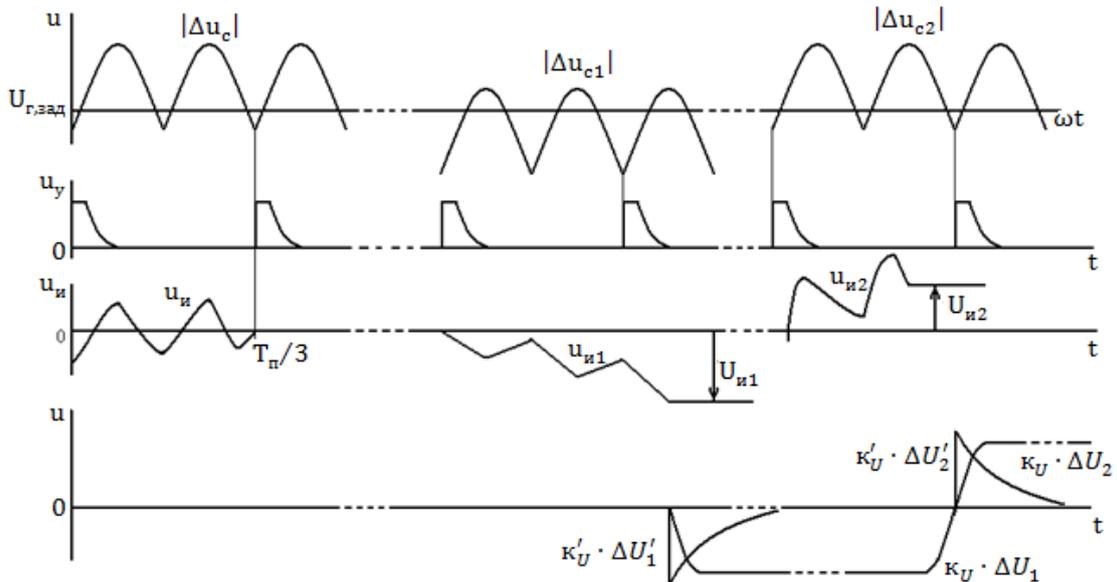


Рисунок 5.32 – Временные графики электрических величин ИОН

Отклонение напряжения $U_{и}$ поступает на входы активных повторителей напряжения AU, имеющих высокие входные сопротивления, для предотвращения разряда конденсаторов C1, C2 и C3. С выходов AU сигналы поступают на входы активного сумматора AW и на входы интеграторов AJ1, AJ2 и AJ3 по цепям отрицательных обратных связей $R_{о.с}$. Значение отклонения напряжения $U_{и}$ на входе активного сумматора AW изменяется дискретно 3 раза за период промышленной частоты.

Сформированный таким образом сигнал по отклонению напряжения $U_{и}$ с помощью дифференциатора AD превращается в сигнал U' , отображающий скорость изменения напряжения синхронного генератора.

На рисунке 5.33 приведена характеристика ИОН, ее изломы соответствуют равенствам максимального и минимального значений выпрямленного напряжения генераторов [4].

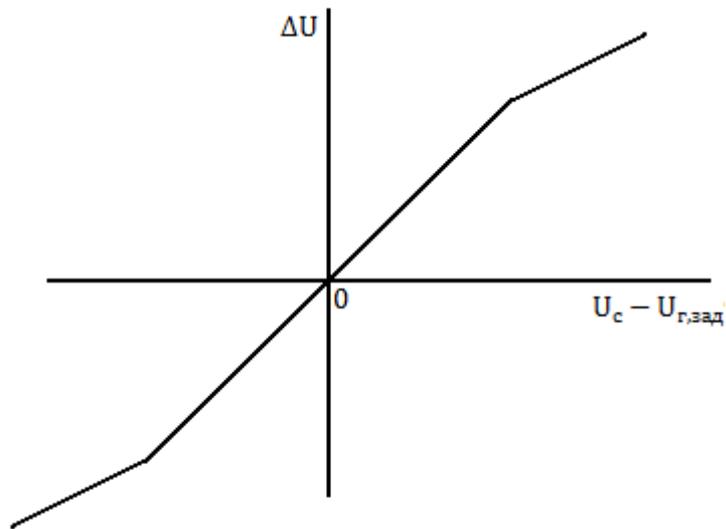


Рисунок 5.33 – Характеристика измерительного органа напряжения

Функциональная схема измерительного органа изменения частоты (ИОИЧ) представлена на рисунке 5.34.

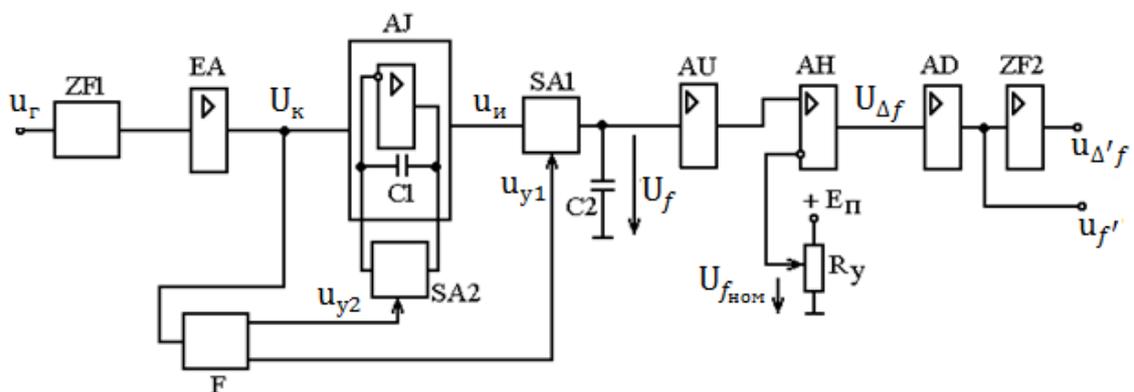


Рисунок 5.34 – Функциональная схема измерительного органа изменения частоты

ИОИЧ формирует сигналы в виде напряжений $u_{\Delta'f}$ и $u_{f'}$, отображающих первую и вторую производные угла $\delta = (\underline{E}_q \wedge \underline{U}_c)$, путем реального и практически идеального дифференцирования напряжения $U_{\Delta f}$, пропорционального отклонению частоты f от номинального значения равного 50 Гц.

Межфазное напряжение u_r поступает на вход пассивного фильтра нижних частот (ФНЧ) ZF1 и с помощью компаратора EA

преобразуется в напряжение прямоугольной формы U_K , которое поступает на вход интегратора АИ. Интегратором АИ интегрируется отрицательное напряжение U_K , рисунок 5.35.

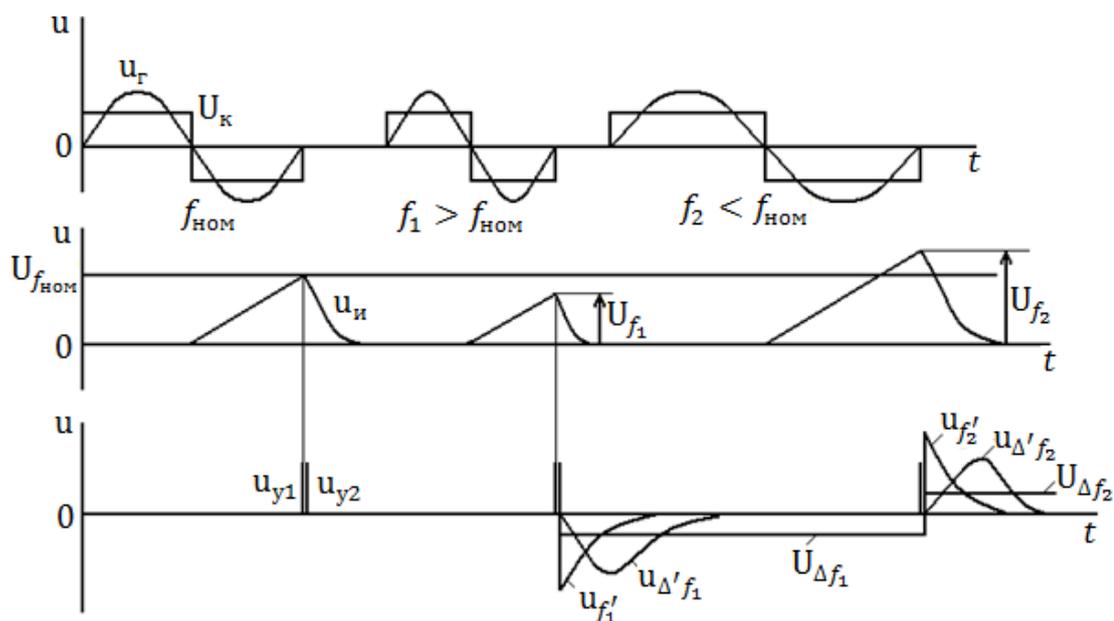


Рисунок 5.35 – Временные графики измерительного органа изменения частоты

Время интегрирования равно длительности изменяющегося (при изменении частоты) периода напряжения u_G . Интегратор АИ управляется короткими импульсами u_{y1} и u_{y2} , которые формируются формирователем F из напряжения прямоугольной формы U_K , рисунок 5.35, в конце интервала интегрирования. Данные импульсы открывают ключи SA1 и SA2 обеспечивающие фиксацию напряжения U_f запоминающим конденсатором C2 и разряд конденсатора C1 интегратора АИ (перевод интегратора в исходное состояние).

Напряжение U_f с конденсатора C2 через повторитель напряжения АУ поступает на вход элемента сравнения-вычитателя АН. Путем сравнения постоянного напряжения $U_{fНОМ}$, отображающего номинальную частоту, на установочном резисторе R_y и напряжения U_f , на выходе элемента сравнения АН формируется напряжение $U_{\Delta f}$.

Из напряжения $U_{\Delta f}$ с помощью дифференциатора АД формируется сигнал информации о скорости изменения частоты $u_{f'}$, а

с помощью активного ФНЧ ZF2 формируется сигнал $u_{\Delta'f}$ изменения частоты.

Функциональная схема измерительного органа реактивного и активного тока (ИОР и АТ) представлена на рисунке 5.36.

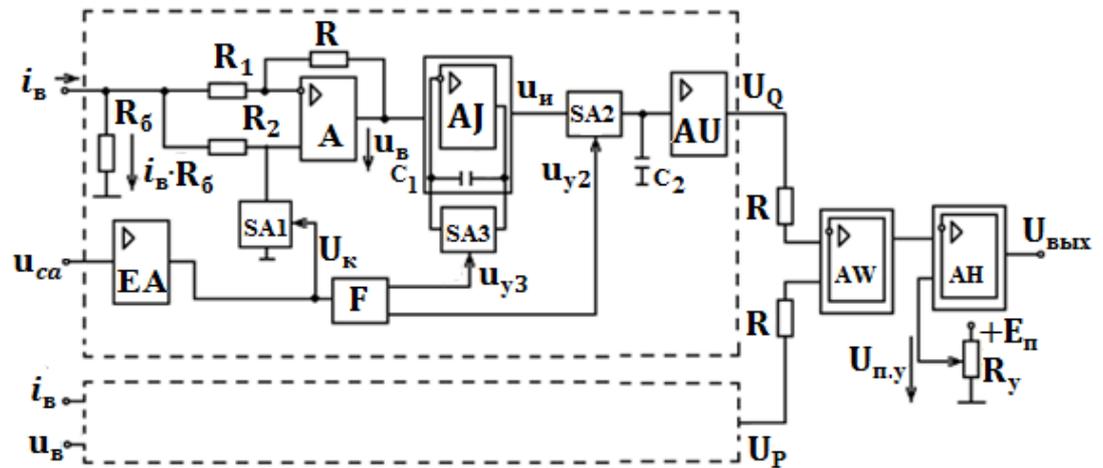


Рисунок 5.36 – Функциональная схема измерительного органа реактивного и активного тока

Измерительный орган реактивного и активного токов состоит из управляемых выпрямителей, входные напряжения которых, $i_B \cdot R_6$, пропорциональны одному из фазных токов, например i_B . Управляемые выпрямители переключаются напряжениями U_K с прямоугольной формой кривой, сформированными нуль-индикатором EA из напряжений u_{ca} и u_B синхронного генератора, рисунок 5.36.

Выбор указанных напряжений определяется косинусной характеристикой управляемых выпрямителей. В симметричном режиме работы постоянные составляющие выпрямленных напряжений на их выходах пропорциональны:

$$U_Q = I_r \times \sin \varphi_r = I_{r,p}; \quad U_P = I_r \times \cos \varphi_r = I_{r,a}. \quad (5.9)$$

Управляемый выпрямитель выполнен на интегральном операционном усилителе (ИОУ) А который управляется напряжением u_{ca} или u_B , переключающим ИОУ из инвертирующего в дифференциальное включение [4]. Если, например, в положительный полупериод управляемого напряжения ключ SA1 открыт, то неинвертирующий вход ИОУ соединен с общей шиной и усилитель А находится в инвертирующем включении.

Напряжение u_B , на выходе управляемого выпрямителя при показанных на рисунке 5.36 условных положительных направлениях, равно по значению и противоположно по знаку напряжению на балластном резисторе R_6 , которое пропорционально току генератора. В отрицательный полупериод управляющего напряжения ключ SA1 закрыт и усилитель А оказывается в дифференциальном включении. При $R1=R2$ напряжение u_B на выходе управляемого выпрямителя равно входному $i_B R_6$ и совпадает с ним по знаку.

Постоянная составляющая напряжения U_Q выделяется путем интегрирования напряжения u_B в течение каждого полупериода управляющего напряжения управляемым интегратором АJ с запоминающим конденсатором C2, подключаемым к интегратору ключом SA2. Интегратор АJ управляется короткими импульсами u_{y2} и u_{y3} сформированными формирователем F, рисунок 5.37.

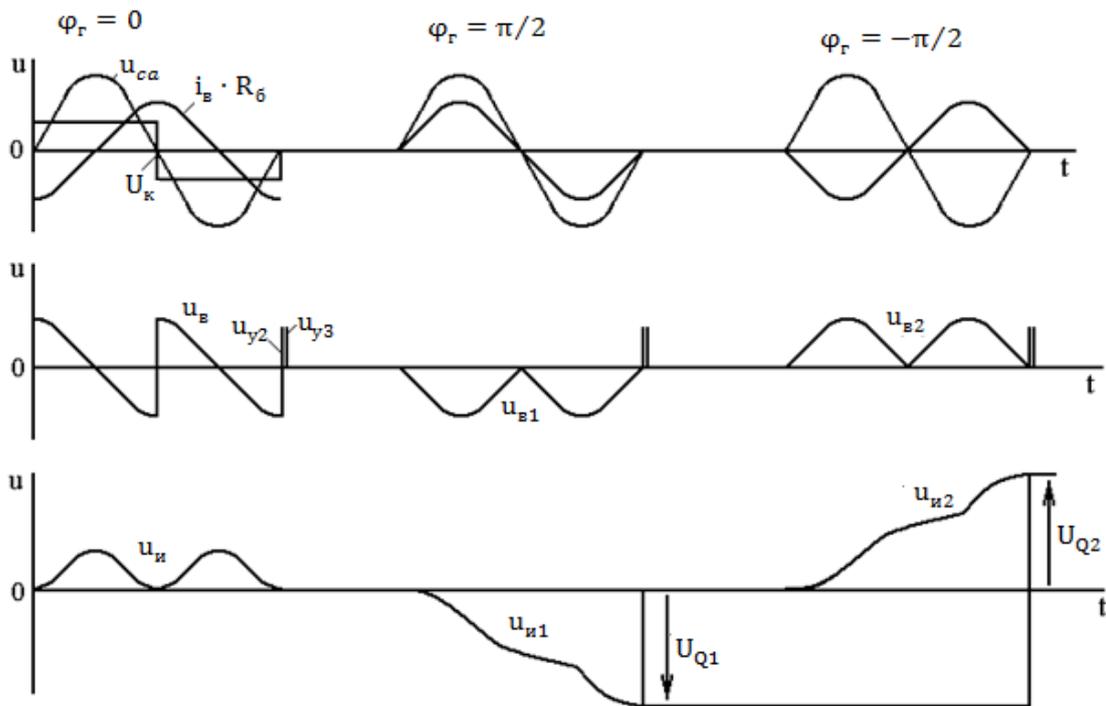


Рисунок 5.37 – Временные графики измерительного органа реактивного и активного токов

Короткие импульсы u_{y2} и u_{y3} открывают ключи SA2 и SA3 обеспечения передачи напряжения в запоминающий конденсатор C2 и разряд конденсатора C1, т.е. возврат интегратора АJ в исходное состояние.

Напряжение с конденсатора C2 через повторитель напряжения АU поступает на один из входов сумматора АW. На второй вход

сумматора АW поступает напряжение $k \cdot U_p$. Сумма напряжений $U_Q + k \cdot U_p$ на входе вычитателя АН сравнивается с некоторым постоянным напряжением $U_{п,у}$ и используется для ограничения возбуждения синхронного генератора в режиме потребления реактивной мощности в зависимости от активной нагрузки.

Напряжение U_Q используется для распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами.

5.6 Автоматическое распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами устройствами АРВ

Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов используются не только для поддержания напряжения на заданном уровне, но и для распределения реактивной нагрузки между агрегатами. АРВ могут иметь статическую, зависящую от нагрузки, или астатическую, независимую от нагрузки, характеристики регулирования. Примеры таких характеристик представлены на рисунке 5.38.

Астатическую характеристику имеют АРВ, измерительные органы, которых включены только на напряжение генератора. Данные АРВ обеспечивают постоянство напряжения на шинах генератора, но не позволяют распределять реактивную нагрузку между генераторами.

Статическую характеристику имеют АРВ, измерительные органы, которых включаются не только на напряжение, но и на ток генератора. Данные АРВ используются для распределения реактивных нагрузок между генераторами.

Аналитическое выражение статической характеристики, как прямой с некоторым наклоном, можно записать в виде

$$U = U_0 - s \times I_p, \quad (5.10)$$

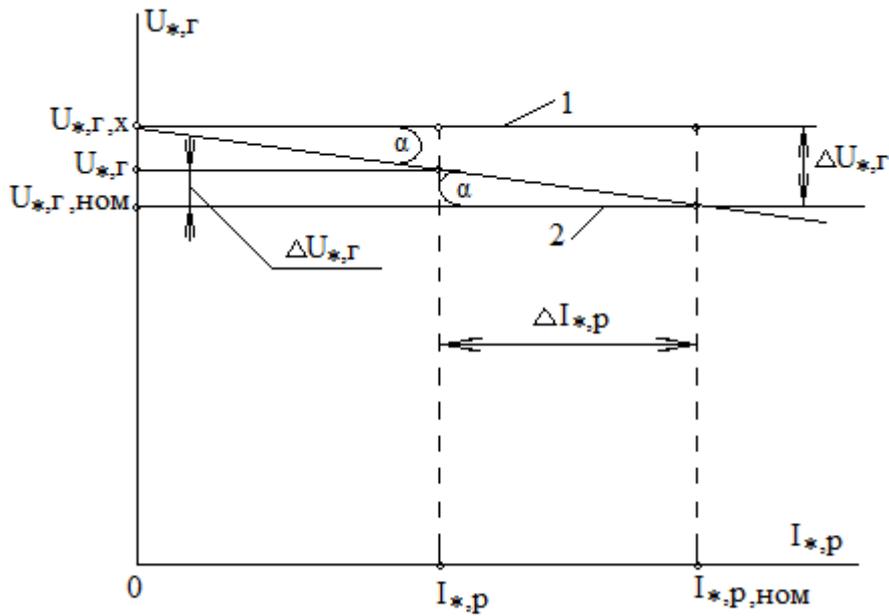
где U_0 – напряжение, поддерживаемое генератором при холостом ходе (уставка регулятора);

s – статизм регулирования;

I_p – реактивный ток генератора.

Величина статизма определяется углом наклона прямой, т.е.

$$s = \frac{U_{*,Г,Х} - U_{*,Г,НОМ}}{U_{*,Г,Х}} = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta U_{*,Г}}{\Delta I_{*,р}}. \quad (5.11)$$



1 – астатическая характеристика; 2 – статическая характеристика

Рисунок 5.38 – Характеристики регулирования напряжения

Формулу (5.22) можно представить в следующем виде

$$U_0 - U - s \times I_p = \Delta U - s \times I_p = 0. \quad (5.12)$$

Астатическую характеристику можно представить как частный случай, когда статизм равен нулю. При этом уравнение астатической характеристики имеет вид

$$\Delta U = 0. \quad (5.13)$$

АРВ со статической характеристикой регулирования может иметь, как положительный статизм, так и отрицательный. За положительный статизм условно принят статизм, когда характеристика наклонена в сторону положительных значений нагрузки.

АРВ обычно имеют статическую характеристику с недостаточным статизмом регулирования (небольшой угол наклона характеристики) или астатическую характеристику. Для получения статической характеристики с достаточным углом наклона АРВ дополняются устройствами токовой стабилизации или токовой компенсации.

Принципиальная схема токовой компенсации представлена на рисунке 5.27, а токовой стабилизации на рисунке 5.39.

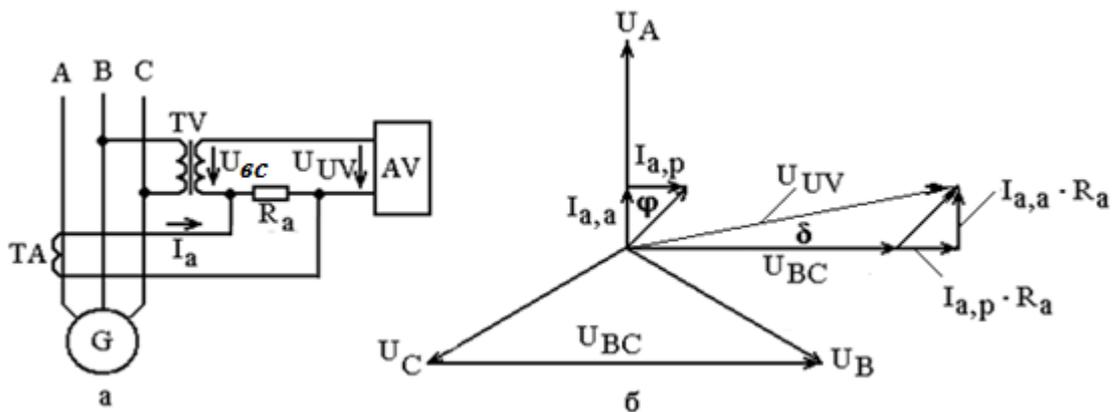
Сочетание подводимых к измерительному органу фаз тока и напряжения подбирают таким образом, чтобы напряжение на выводах генератора по возможности зависело только от реактивной составляющей тока нагрузки генератора.

Напряжение на зажимах измерительного органа регулятора АВ в схеме токовой стабилизации, рисунок 5.39,а, равно

$$U_{UV} = U_{BC} + I_{a,p} \times R_a, \quad (5.14)$$

а в схеме токовой компенсации

$$U_{UV} = U_{BC} - I_{a,p} \times R_a. \quad (5.15)$$



а – схема, б – векторная диаграмма

Рисунок 5.39 – Схема токовой стабилизации

Схема токовой стабилизации позволяет увеличить статизм, что способствует однозначности распределения реактивной нагрузки. Данная схема используется на генераторах, работающих параллельно на сборные шины.

Схема токовой компенсации позволяет уменьшить статизм. Схему используют на блоках генератор – трансформатор с целью компенсации падения напряжения в трансформаторе.

Рассмотрим распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами на станциях типа ТЭЦ и КЭС.

Найдем закон распределения приращения реактивной нагрузки

между генераторами ТЭЦ, работающими на сборные шины, рисунок 5.40.

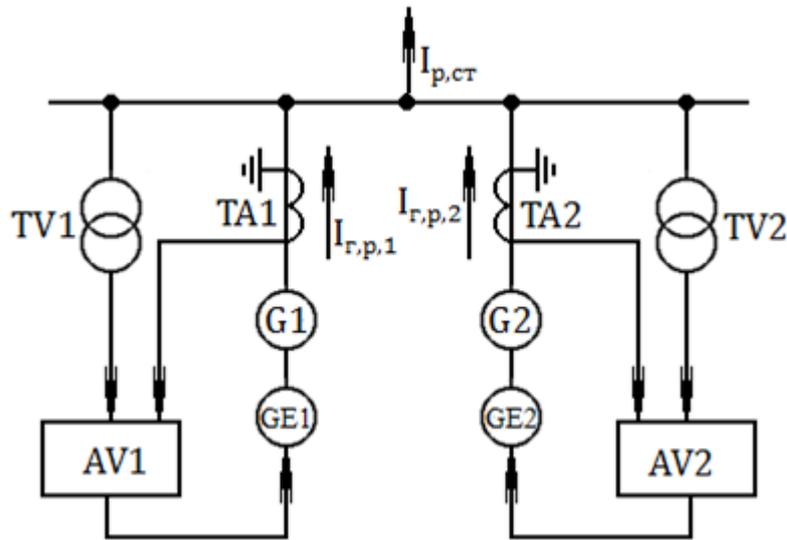


Рисунок 5.40 – Схема работы генераторов на сборные шины ГРУ

Принимаем, что на генераторах установлены регуляторы, настроенные на статические характеристики. При статических характеристиках напряжение на генераторах, а следовательно и на сборных шинах ГРУ будет

$$U_{ш} = U_{0г1} - s_{г1} \times I_{г,п,1}, \quad U_{ш} = U_{0г2} - s_{г2} \times I_{г,п,2}. \quad (5.16)$$

Коэффициенты статизма необходимо привести к единым базисным условиям, поскольку мощности генераторов могут быть различными [9,14]. Будем считать, что такой перерасчет выполнен.

На основании (5.11) уравнения (5.16) запишем в приращениях:

$$s_{*г1} = \frac{\Delta U_{*г1}}{\Delta I_{*г,п,1}}, \quad s_{*г2} = \frac{\Delta U_{*г2}}{\Delta I_{*г,п,2}}. \quad (5.17)$$

Поскольку оба генератора имеют статические характеристики, то характеристика всей станции также будет статической

$$s_{*ст} = \frac{\Delta U_{*ст}}{\Delta I_{*п,ст}}, \quad (5.18)$$

где $\Delta I_{*п,ст} = \Delta I_{*г,п,1} + \Delta I_{*г,п,2}$.

При параллельной работе генераторов на сборные шины ГРУ изменения напряжения генераторов равны между собой, т.е.

$$\Delta U_{*Г1} = \Delta U_{*Г2} = \Delta U_{*ст} = \Delta U_{*}.$$

Коэффициент статизма станции можно записать в следующем виде

$$s_{*ст} = \frac{\Delta U_{*}}{\Delta I_{*Г,р,1} + \Delta I_{*Г,р,2}}. \quad (5.19)$$

Из формулы (5.18) определим изменение напряжения на шинах ГРУ при приращении нагрузки на величину $\Delta I_{*р,ст}$

$$\Delta U_{*} = s_{*ст} \times \Delta I_{*р,ст}. \quad (5.20)$$

Подставим формулу (5.20) в формулу (5.17) получим распределение приращения реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами на сборные шины ГР:

$$\Delta I_{*Г,р,1} = \frac{\Delta I_{*р,ст} \times s_{*ст}}{s_{*Г1}}, \quad \Delta I_{*Г,р,2} = \frac{\Delta I_{*р,ст} \times s_{*ст}}{s_{*Г2}}. \quad (5.21)$$

Из уравнения (5.21) видно, что распределение приращения реактивной нагрузки происходит обратно пропорционально статизму характеристик регулирования генераторов.

Если один из параллельно работающих генераторов будет иметь астатическую характеристику, то характеристика всей станции будет астатической. В данном случае при изменении реактивной нагрузки напряжение на сборных шинах ГРУ будет неизменным, и поэтому генераторы имеющие регуляторы со статическими характеристиками будут работать с неизменной нагрузкой, а все изменения реактивной нагрузки воспримет на себя генератор с астатической характеристикой.

Если на станции будет несколько генераторов с регуляторами, имеющими астатические характеристики, то распределение реактивной нагрузки между ними будет неопределенным. Поскольку нельзя допускать неопределенность в распределении реактивной нагрузки между генераторами, то при отсутствии специальных устройств выравнивания нагрузок генераторов регуляторы всех генераторов должны быть настроены на статические характеристики.

На рисунке 5.41 приведено распределение дополнительной реактивной нагрузки между двумя генераторами при статических характеристиках регулирования.

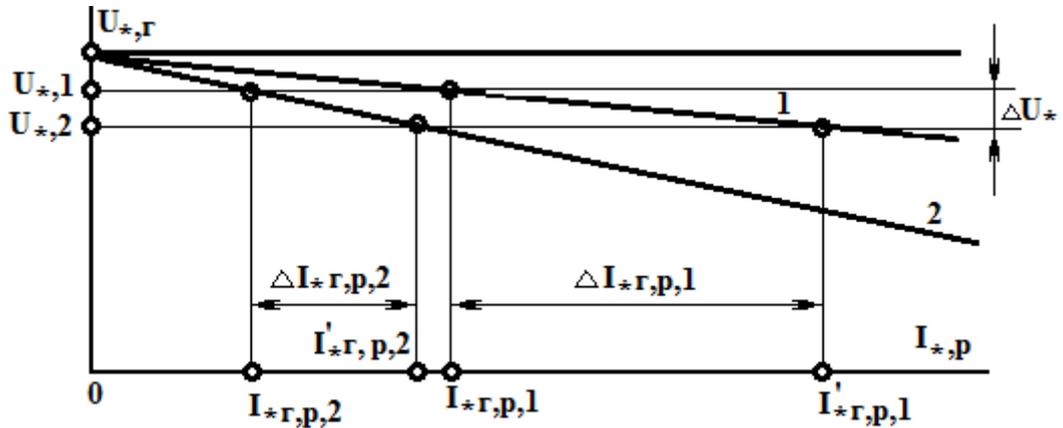


Рисунок 5.41 – Распределение дополнительной реактивной нагрузки между генераторами

При увеличении нагрузки происходит снижение напряжения, что приводит к увеличению реактивной нагрузки каждого генератора, в соответствии с коэффициентом статизма статической характеристики, на величину $\Delta I_{*,г,р,1}$ и $\Delta I_{*,г,р,2}$.

На рисунке 5.42 приведена схема работы блоков генератор – трансформатор на сборные шины высокого напряжения. Определим закон распределения приращения реактивной нагрузки между этими генераторами. Принимаем, что на генераторах установлены регуляторы, настроенные на статические характеристики.

Напряжение на сборных шинах высокого напряжения можно записать через напряжение генератора следующим образом:

$$U_{*ш} = U_{*г1} - x_{*т1} \times I_{*р,1}; \quad U_{*ш} = U_{*г2} - x_{*т2} \times I_{*р,2}, \quad (5.22)$$

где $x_{*т1}, x_{*т2}$ – сопротивления блочных трансформаторов;

$U_{*г1}, U_{*г2}$ – напряжение на генераторах, которое при статических характеристиках регуляторов равно

$$U_{*г1} = U_{*0,г1} - s_{*г1} \times I_{*р,1}; \quad U_{*г2} = U_{*0,г2} - s_{*г2} \times I_{*р,2}. \quad (5.23)$$

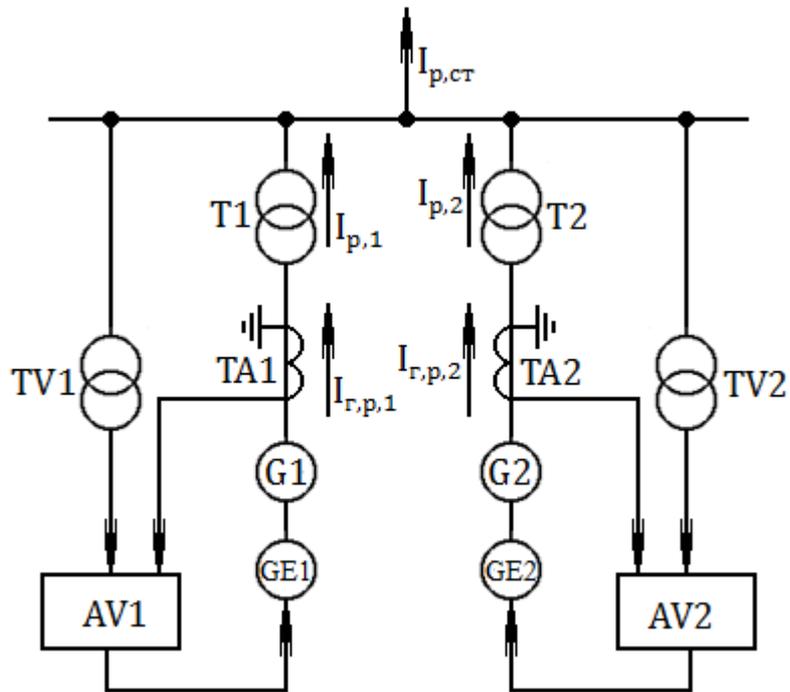


Рисунок 5.42 – Схема работы блоков генератор – трансформатор на сборные шины высокого напряжения

На основании формул (5.22) и (5.23) напряжение на сборных шинах может быть записано в следующем виде

$$U_{*ш} = U_{*0,г1} - (s_{*г1} + x_{*т1}) \times I_{*p,1} . \quad (5.24)$$

Выражение (5.24) в форме приращений имеет следующий вид:

$$s_{*1\Sigma} = \frac{\Delta U_{*1}}{\Delta I_{*p1}}; \quad s_{*2\Sigma} = \frac{\Delta U_{*2}}{\Delta I_{*p2}} , \quad (5.25)$$

где $s_{*1\Sigma} = s_{*г1} + x_{*т1}$; $s_{*2\Sigma} = s_{*г2} + x_{*т2}$ – суммарный статизм регулирования первого и второго блоков.

Выполнив соответствующие преобразования, получим закон распределения приращения реактивной нагрузки между генераторами, работающими в блоке с трансформаторами:

$$\Delta I_{*p1} = \frac{\Delta I_{*p,ст} \times s_{*ст}}{s_{*г1} + x_{*т1*}}; \quad \Delta I_{*p2*} = \frac{\Delta I_{*p,ст} \times s_{*ст}}{s_{*г2*} + x_{*т2}} . \quad (5.26)$$

Из уравнения (5.26) видно, что распределение приращения реактивной нагрузки между параллельно работающими блоками происходит обратно пропорционально суммарному коэффициенту статизма характеристик регулирования. Однако в данном случае есть та особенность, что если регуляторы всех генераторов будут иметь астатические характеристики, то суммарный статизм будет равен сопротивлению трансформатора в относительных единицах. Распределение приращения реактивной нагрузки в данном случае будет происходить обратно пропорционально сопротивлениям трансформаторов. При астатических характеристиках регуляторов напряжение будет постоянным только на выводах генератора, а на шинах высокого напряжения вследствие падения напряжения в трансформаторах будет меняться по статическому закону.

5.7 Модернизированные автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов

5.7.1 Модернизированные автоматические регуляторы возбуждения генераторов с электромашинными возбудителями переменного тока

Установленные на электростанциях панели автоматического регулирования возбуждения типа ЭПА–120, ЭПА–325 и ЭПА–500, отработали свой ресурс и поэтому в настоящее время, осуществляется их модернизация. В модернизированных панелях ЭПА–120 и ЭПА–500 осуществлен демонтаж подвозбудителей ввиду их низкой надежности и произведена замена блока корректора напряжения БКН и установочного автотрансформатора УАТ. Модернизация панелей типа ЭПА–120 и ЭПА–500 осуществляется, научно-техническим предприятием «АВГУСТ» (ООО НТП «АВГУСТ»), в соответствии со структурными схемами, представленными на рисунках 5.43 и 5.44.

Корректор напряжения 4, типа АРВ-Р-52В, содержит:

- схему измерения напряжения статора турбогенератора;
- схему изменения статизма регулирования;
- ограничитель минимального возбуждения;
- цепи жесткой и гибкой обратных связей по напряжению возбудителя.

Устройство 5, типа АРВ-Р-28/2А, предназначено:

- для дистанционного изменения уставки напряжения регулятора;
- для автоматической подгонки уставки к требуемому уровню при переводах с резервного возбуждения на рабочее возбуждение и из режима ручного управления на АРВ;

- для автоматической установки минимальной уставки при начальном возбуждении;
- для выполнения функции программного возбуждения.

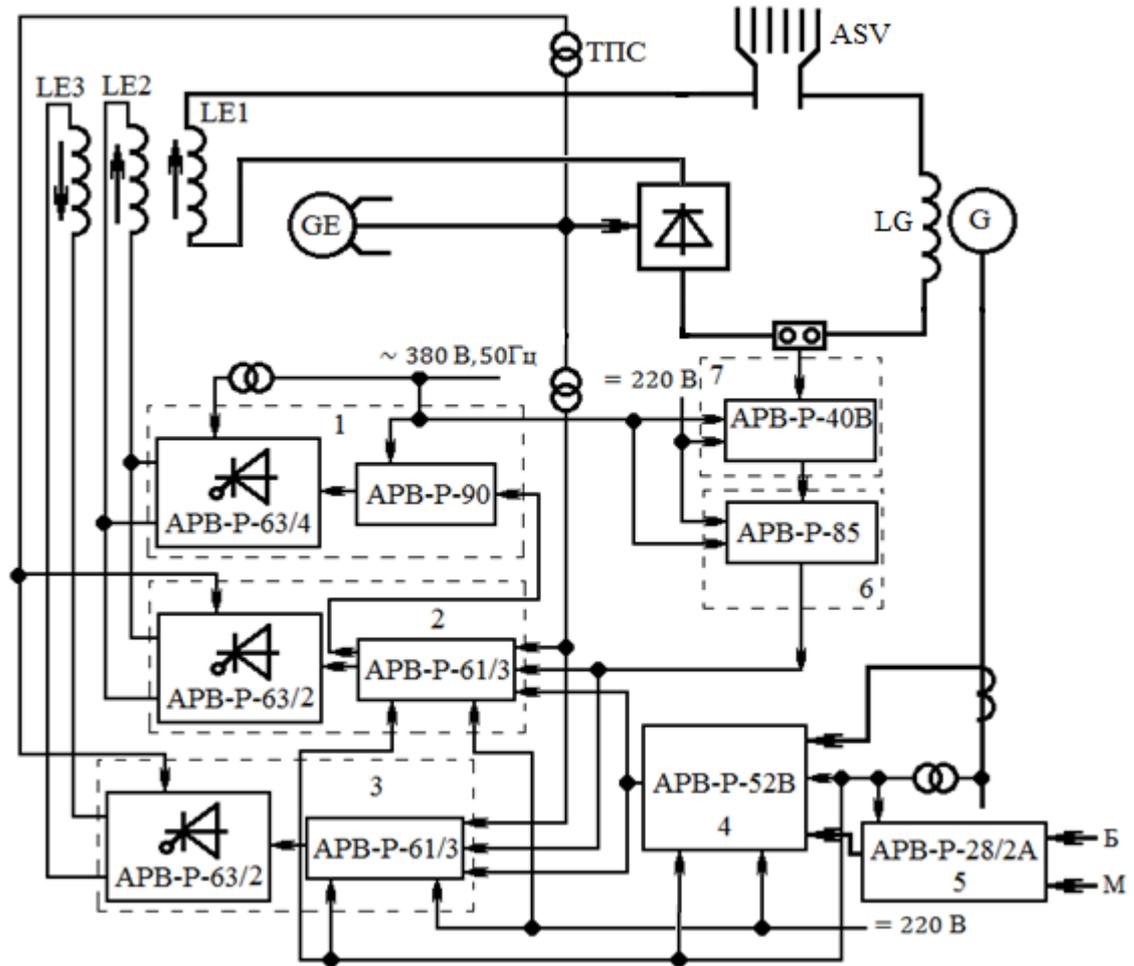


Рисунок 5.43 – Структурная схема модернизированной панели ЭПА-120

Два тиристорных усилителя 2 и 3, состоящие из силового тиристорного блока типа APB-P-63/2 и устройства формирования управляющих импульсов типа APB-P-61/3, предназначены для управления токами в дополнительных обмотках возбуждения возбудителя LE2 и LE3. Силовые блоки APB-P-63/2 получают питание частотой 500 Гц от промежуточного трансформатора ТПС подключенного к выводам возбудителя.

регулятора тока ротора входит датчик тока ротора и устройство дистанционного изменения тока ротора АРВ-Р-85. В качестве датчика тока ротора используется подключенное к измерительному шунту устройство потенциальной развязки типа АРВ-Р-40В.

Рассмотренные модернизированные схемы панелей ЭПА-120 и ЭПА-500 обеспечивают выполнение всех требований, предъявляемых к системам возбуждения:

- поддержание напряжения с заданной точностью и статизмом в нормальных режимах работы;
- форсирование возбуждения при понижении напряжения и развозбуждение при повышении напряжения в энергосистеме;
- дистанционное изменение тока возбуждения при автоматическом и ручном управлении;
- ограничение двукратного тока ротора;
- запрет форсировки при срабатывании защиты ротора от перегрузки;
- ограничение потребляемой генератором реактивной мощности с уставкой, зависящей от активной нагрузки агрегата.

Модернизированные панели АРВ ЭПА-120 и ЭПА-500 реализуют следующие дополнительные функции:

- ток ротора сохраняется неизменным при переводе с автоматического управления на ручное управление, так как схема слежения, установленная в регуляторе тока ротора, постоянно корректирует уставку ручного регулятора в соответствии с текущим значением тока ротора турбогенератора;
- при начальном возбуждении турбогенератора с АРВ исключено повышение напряжения выше номинального, так как подъем напряжения генератора осуществляется с помощью схемы программного возбуждения, установленного в устройстве задания уставки АРВ-Р-28/2А;
- упрощен порядок перевода с резервного возбуждения на рабочее возбуждение, а так же с ручного управления на автоматическое управление, так как в этих режимах вводится в работу схема подгонки уставки напряжения АРВ к текущему уровню напряжения турбогенератора с выдачей во внешнюю схему сигнала «подгонка завершена».

Модернизация панели ЭПА-325Б (В) выполняется в соответствии со структурной схемой, представленной на рисунке 5.45.

В схему регулирования возбуждения входят следующие устройства типа АРВ-Р:

- корректор напряжения 3, АРВ-Р-52В, выполняет те же функции,

подключенного к возбудителю. Питание устройств управления, АРВ-Р-61/3 и АРВ-Р-52В, осуществляется от трансформатора напряжения генератора. Блоки управления имеют встроенные маломощные инверторы. Данные инверторы подключены к шинам оперативного тока, что обеспечивает нормальную работу устройств в случае посадки напряжения в энергосистеме;

- схема ручного регулирования возбуждения, состоящая из тиристорного усилителя 5, АРВ-Р-63/2 и АРВ-Р-61/3, устройства дистанционного управления током ротора 6, АРВ-Р-85, и датчика тока ротора 7, АРВ-Р-40В, подключенного к измерительному шунту устройства потенциальной развязки.

Схема ручного регулирования возбуждения генератора выполнена отдельно от схемы автоматического регулирования возбуждения.

При переводе на ручное управление подаются управляющие импульсы на тиристорный усилитель 5, с одновременным снятием импульсов управления с тиристорных усилителей 1 и 2. При автоматическом регулировании возбуждения схема ручного управления постоянно находится в режиме слежения за текущим уровнем тока ротора, уставки ручного регулирования возбуждения. Это обеспечивает сохранение исходного режима работы генератора при переводе системы возбуждения с автоматического регулирования на ручное регулирование. «Аналоговая память» устройства дистанционного управления АРВ-Р-85 обеспечивает:

- запоминание и дистанционное изменение уставки ручного регулирования возбуждения;
- автоматическую установку минимального тока ротора при начальном возбуждении;
- постоянное слежение за текущим уровнем тока ротора при автоматическом регулировании возбуждения;
- запрет режима слежения при токе ротора выше номинального.

Питание всех устройств управления, входящих в состав ручного регулирования возбуждения, АРВ-Р-61/3, АРВ-Р-85 и АРВ-Р-40В, осуществляется от шин переменного тока напряжением 380 В и от сети постоянного оперативного тока напряжением 220 В, с помощью встроенных в устройства маломощных инвертеров.

Модернизированная панель ЭПА-325Б (В) позволяет реализовать дополнительные функции, как и модернизированные панели ЭПА-120 и ЭПА-500.

5.7.2 Модернизированные автоматические регуляторы возбуждения генераторов с электромашинными возбудителями постоянного тока

Регуляторы возбуждения генераторов с электромашинными системами возбуждения типа ЭПА–305 и РВА–62 на многих электростанциях отработали свой ресурс и не обеспечивают надежной работы системы возбуждения. Кроме того данные регуляторы возбуждения не содержат устройств ограничения минимального возбуждения. Для модернизации систем возбуждения с электромашинными возбудителями постоянного тока используются две основные схемы:

- схема с питанием устройств регулирования от измерительного трансформатора напряжения, рисунок 5.46;
- схема с питанием устройств регулирования от шин собственных нужд электростанции, рисунок 5.47.

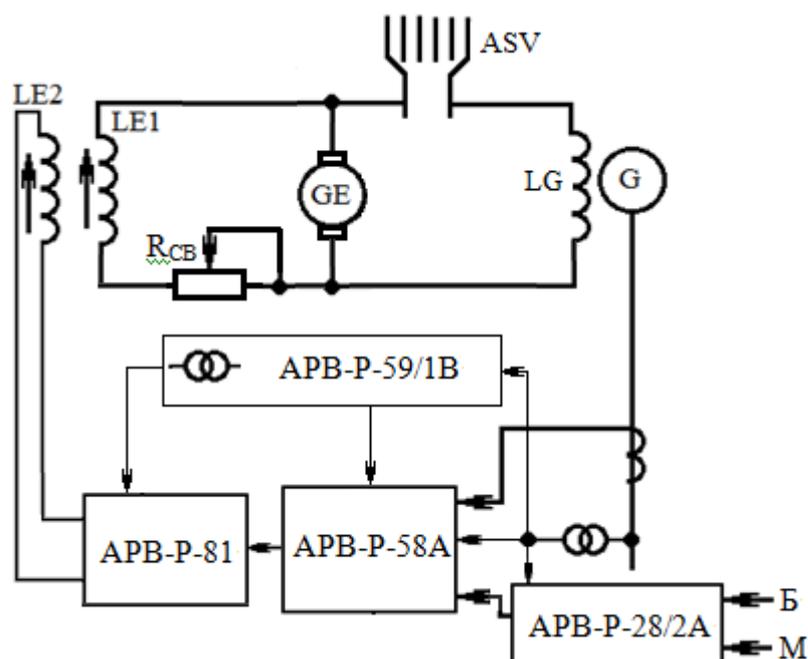


Рисунок 5.46 – Модернизированная схема электромашинной системы возбуждения с возбудителем постоянного тока и питанием устройств регулирования от измерительного трансформатора напряжения

В модернизированной схеме электромашинной системы возбуждения с возбудителем постоянного тока и питанием устройств регулирования от измерительного трансформатора напряжения,

рисунок 5.46, используются следующие устройства серии АРВ-Р:

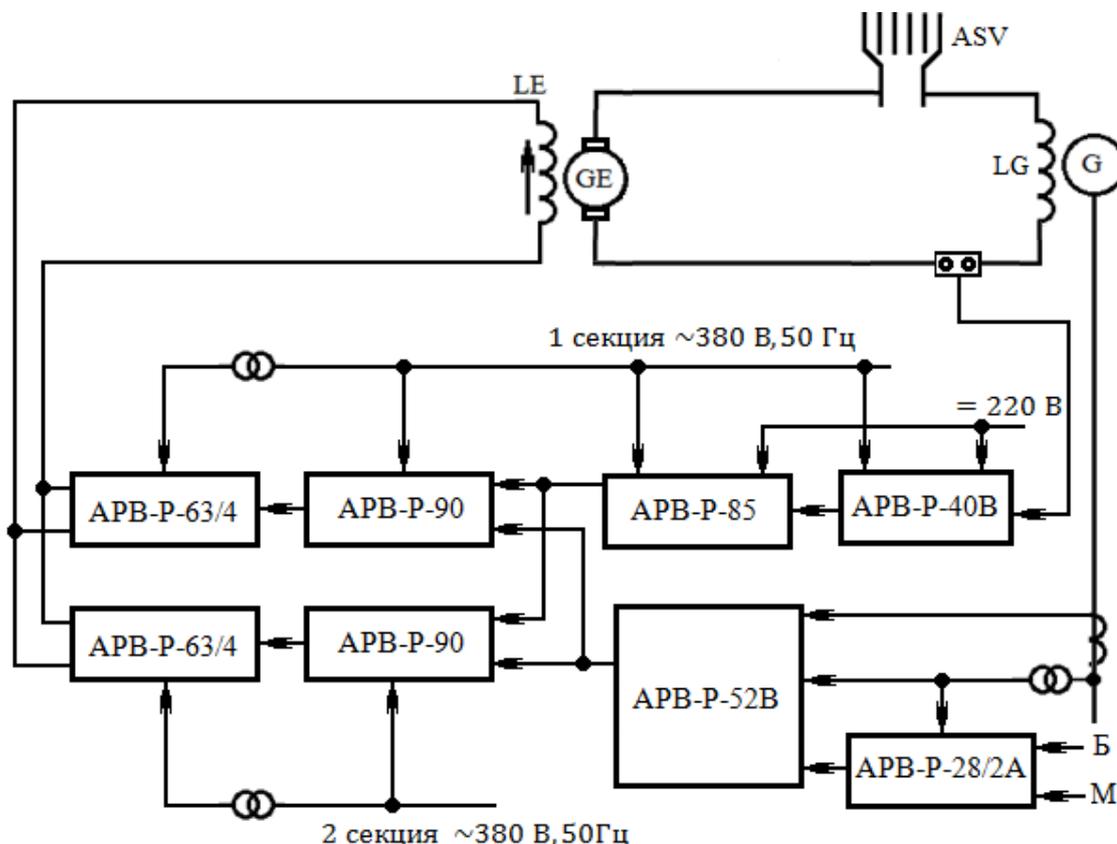


Рисунок 5.47 – Модернизированная схема электромашинной системы возбуждения с возбудителем постоянного тока и питанием устройств регулирования от шин собственных нужд электростанции

- силовой блок типа АРВ-Р-81, выполненный на мощных силовых транзисторах, работающих в ключевом режиме;

- корректор напряжения типа АРВ-Р-58А, состоящий из датчика отклонения напряжения от заданной уставки, схемы изменения статизма регулирования и ограничитель минимального возбуждения. Выходные импульсы управления с выхода корректора напряжения подаются на вход силового блока;

- устройство АРВ-Р-28/2А для дистанционного изменения уставки регулятора напряжения. Кроме того устройство АРВ-Р-28/2А выполняет дополнительные функции рассмотренные выше;

- трехфазный блок питания типа АРВ-Р-59/1В, питающийся от трансформатора напряжения генератора. Блок обеспечивает согласование напряжения измерительного трансформатора напряжения с параметрами обмотки возбуждения.

В модернизированной схеме электромашинной системы возбуждения с возбудителем постоянного тока и питанием устройств регулирования от шин собственных нужд электростанции, рисунок 5.47, при автоматическом регулировании возбуждения используются следующие устройства серии АРВ-Р:

- корректор напряжения типа АРВ-Р-52В, состоящий из датчика отклонения напряжения от заданной уставки, схемы изменения статизма регулирования и ограничитель минимального возбуждения;

- устройство АРВ-Р-28/2А для дистанционного изменения уставки регулятора напряжения;

- тиристорные усилители, состоящие из блока управления АРВ-Р-90 и силового блока АРВ-Р-63/4. Блок управления АРВ-Р-90 преобразует входной сигнал в фазу управляющих импульсов. Тиристорные усилители включены параллельно по входам и выходам. В случае исчезновения напряжения на одной из сборок 0,4 кВ, оставшийся в работе тиристорный усилитель, полностью обеспечивает нормальную работу генератора и форсировку возбуждения.

Питание корректора напряжения АРВ-Р-52В и устройства дистанционного изменения уставки регулятора АРВ-Р-28/2А осуществляется от измерительного трансформатора напряжения.

При переводе с автоматического управления возбуждением на ручное управление сохраняется возможность дистанционного управления током возбуждения турбогенератора.

Схема ручного управления содержит:

- устройство для дистанционного изменения тока ротора турбогенератора, АРВ-Р-85, которое кроме основной функции осуществляет автоматическую установку минимального тока ротора при начальном возбуждении, а так же автоматическое слежение за текущим значением тока ротора;

- датчик тока ротора АРВ-Р-40В.

Питание устройств АРВ-Р-85 и АРВ-Р-40В осуществляется от одной из сборок 0,4 кВ и от шин оперативного тока электростанции, с помощью малоомощных встроенных инверторов.

5.8 Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в электрических сетях

5.8.1 Автоматическое регулирование напряжения трансформаторами с РПН

Изменить значение напряжения на стороне среднего или низшего напряжения трансформатора при неизменном значении напряжения на стороне высокого напряжения можно путем изменения коэффициента

трансформации путем переключения ответвлений одной из обмоток.

Обычно регулировочные ответвления выполняются на обмотке высокого напряжения, которая имеет меньший рабочий ток.

По конструктивному исполнению различают два типа трансформаторов с переменным коэффициентом трансформации:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением трансформатора от сети (трансформаторы с ПБВ);

- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН).

Переключения регулировочных ответвлений у трансформаторов с ПБВ, осуществляемые при их отключенном положении, производятся обычно при сезонном изменении нагрузок.

Трансформаторы с РПН имеют специальное, встроенное в кожух трансформатора переключающее устройство, а также увеличенное число ступеней регулировочных ответвлений.

На трансформаторах с РПН устанавливаются автоматические регуляторы напряжения, осуществляющие переключения ответвлений обмоток под нагрузкой [2,4,15].

Переключение ответвлений обмоток происходит ступенчато. Скачкообразное изменение коэффициента трансформации должно учитываться при выполнении измерительного органа регулятора, последний должен иметь зону нечувствительности $\Delta U_{\text{неч}}$.

Зона нечувствительности $\Delta U_{\text{неч}}$ выбирается из условия, чтобы после переключения ответвлений трансформатора на одну ступень изменение регулируемого напряжения было меньше величины $\Delta U_{\text{неч}}$:

$$\Delta U_{\text{ст}} < \Delta U_{\text{неч}} = \Delta U_{\text{в}} + \Delta U_{\text{н}}. \quad (5.27)$$

Практически $\Delta U_{\text{неч}} = (1,1 \div 1,2)\Delta U_{\text{ст}}$.

Если не будет соблюдено условие (5.27), то после переключения ответвления трансформатора на одну ступень напряжение может выйти за противоположную границу зоны нечувствительности и произойдет излишнее действие регулятора в обратном направлении, рисунок 5.48.

Для предотвращения лишних переключений при кратковременных выходах напряжения из зоны нечувствительности регулятор имеет выдержку времени на срабатывание $t_{\text{ср}}$. Величина $t_{\text{ср}}$ обычно лежит в пределах $20 \div 180$ с.

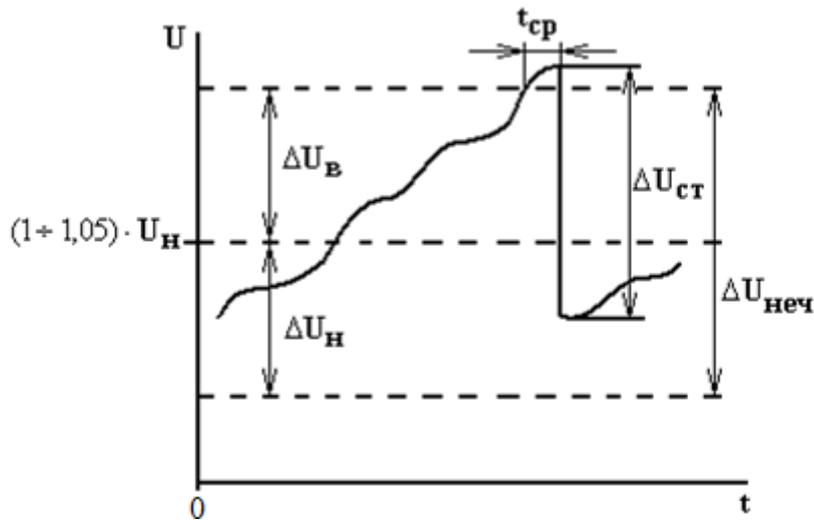


Рисунок 5.48 – Изменение напряжения на выводах трансформатора с РПН

Наряду с устройствами АРНТ, поставляемыми заводами комплектно с трансформаторами, на практике эксплуатируются регуляторы, изготовленные собственными лабораториями. Все регуляторы напряжения, применяемые на трансформаторах с РПН, могут быть представлены функциональной схемой приведенной на рисунке 5.49.

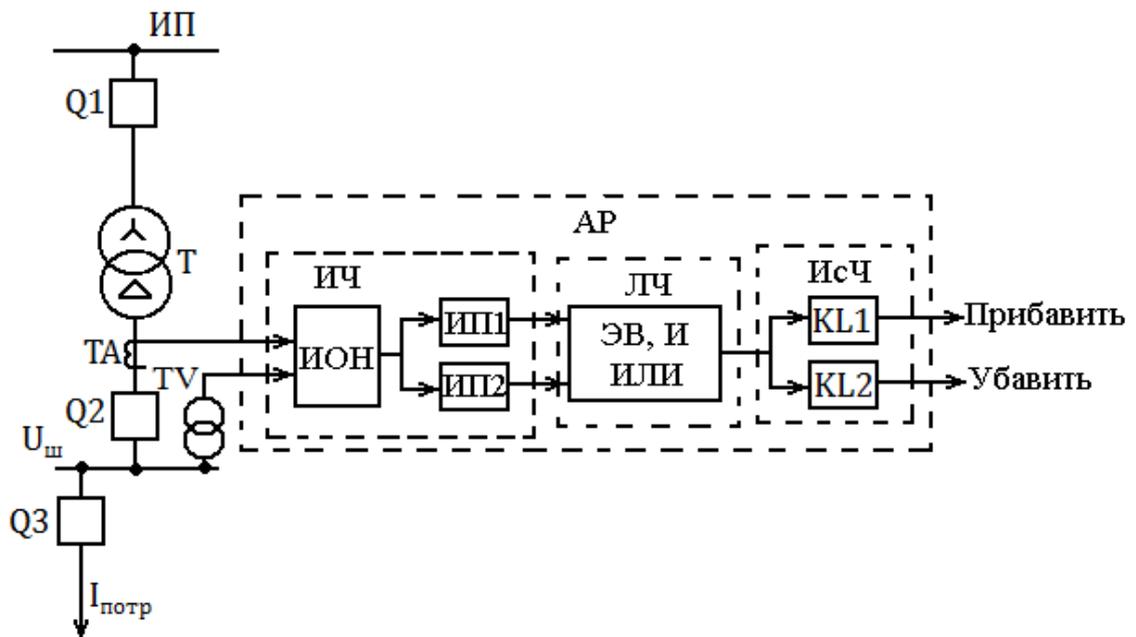


Рисунок 5.49 – Функциональная схема автоматического регулятора напряжения трансформатора

Функциональная схема содержит измерительную ИЧ, логическую ЛЧ и исполнительную ИсЧ части.

Измерительный орган напряжения ИОН регулятора может реагировать на изменение:

- значения напряжения в месте установки регулятора (при отключенном устройстве токовой компенсации);
- значения геометрической суммы напряжения в месте установки регулятора и падения напряжения от тока трансформатора в эквивалентном сопротивлении устройства токовой компенсации;
- значения напряжения в месте установки регулятора с коррекцией от тока в питающей линии.

Устройство токовой компенсации осуществляет имитацию падения напряжения в распределительной сети, где установлен регулятор, до точки, в которой необходимо поддерживать напряжение. Сопротивление трансформатора имитируется только активным сопротивлением, а необходимые фазы составляющих падения напряжения получают подбором соответствующих фаз тока.

Схема устройства токовой компенсации может быть построена с использованием:

- линейного напряжения и тока одной фазы, рисунок 5.39;
- линейного напряжения и токов двух фаз, рисунок 5.50;
- линейного напряжения и токов трех фаз, рисунок 5.51.

Напряжение на входе измерительного органа регулятора, рисунок 5.50

$$U_{UV} = U_{BC} - I_{BC} \times Z. \quad (5.28)$$

Напряжение на входе измерительного органа регулятора, рисунок 5.51

$$U_{UV} = U_{BC} - I_a \times R_2 - I_{BC} \times R_1. \quad (5.29)$$

Таким образом, напряжение, подводимое к входу регулятора, пропорционально напряжению на шинах потребителя, и АРНТ будет поддерживать постоянным напряжение на шинах потребителя.

При включенной токовой компенсации к измерительному органу АРНТ будет подаваться в общем случае напряжение U_{UV} , равное

$$U_{UV} = \frac{U_{ш}}{n_{TV}} - \frac{I_{нагр}}{n_{ТА}} \times Z_k, \quad (5.30)$$

где Z_k – сопротивление компенсации;

n_{TV}, n_{TA} – коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока;

$U_{ш}$ – напряжение на шинах, где установлен АРНТ;

$I_{нагр}$ – ток нагрузки.

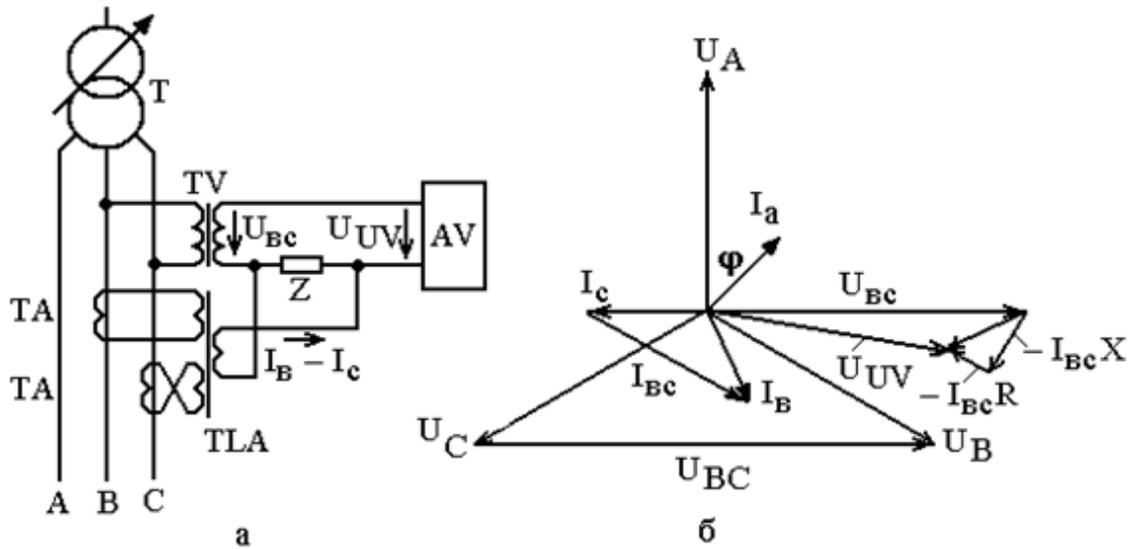


Рисунок 5.50 – Устройство компенсации с использованием токов двух фаз

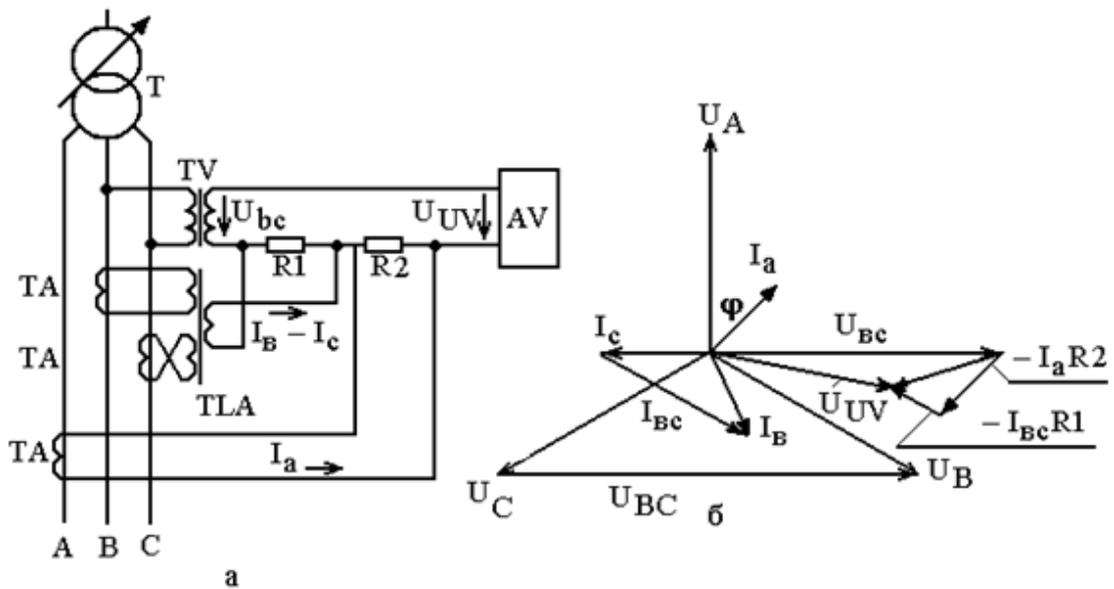


Рисунок 5.51 – Устройство компенсации с использованием токов трех фаз

Сопротивление компенсации Z_k с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов напряжения и тока должно быть выбрано таким, чтобы удовлетворялось следующее условие [2]:

$$z_{л} = Z_k \times \frac{n_{TV}}{n_{TA}}. \quad (5.31)$$

Величины активного и реактивного сопротивлений компенсации должны быть выбраны в соответствии со следующими выражениями:

$$x_k = z_{л} \times \frac{n_{TA}}{n_{TV}} \times \sin \varphi; \quad r_k = z_{л} \times \frac{n_{TA}}{n_{TV}} \times \cos \varphi. \quad (5.32)$$

На рисунке 5.52 приведена схема АРНТ на электромеханических реле, разработанная в Белорусэнерго [16]. В данной схеме АРНТ регулирование напряжения осуществляется с коррекцией от величины тока в питающей линии.

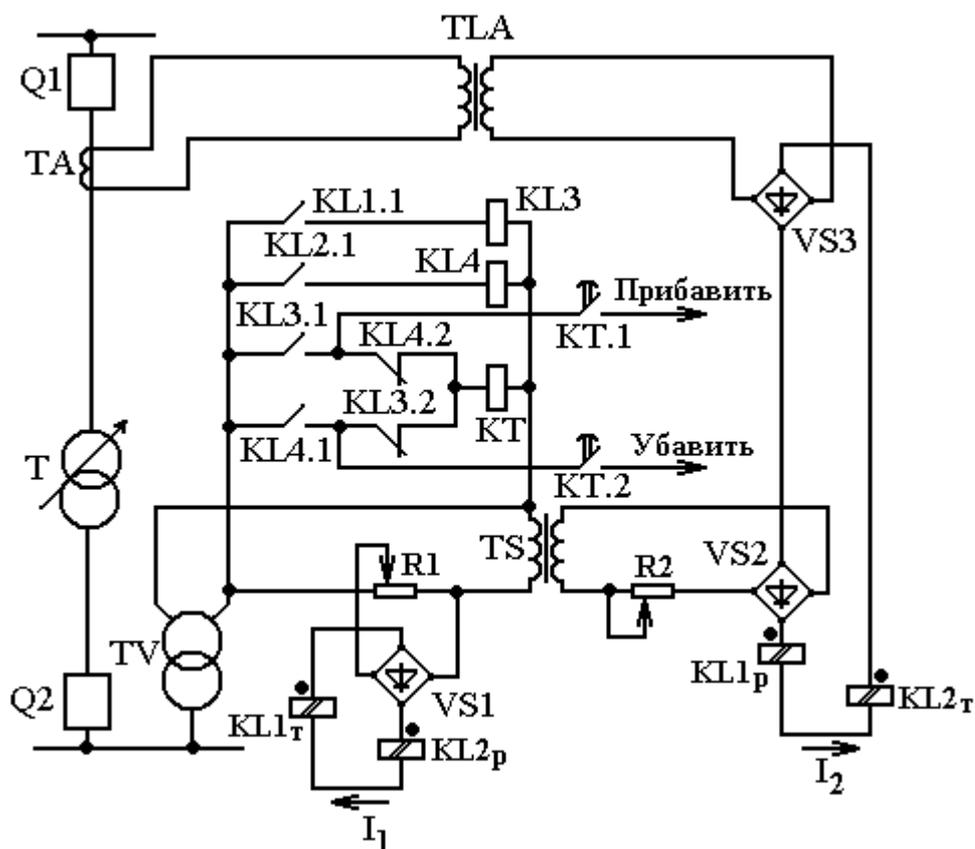


Рисунок 5.52 – Схема АРНТ на электромеханических реле

Командные реле KL1 и KL2 управляют механизмом переключения ответвлений обмоток трансформатора при помощи промежуточных реле KL3, KL4 и реле времени КТ. Обмотки реле KL1 и KL2 подключены на питание переменным током от измерительного трансформатора напряжения TV. Реле KL1 и KL2 – двухобмоточные поляризованные (обмотки включены встречно), суммарная МДС якоря при напряжении равном номинальному равна нулю и контакты реле разомкнуты.

Обмотки реле $KL1_T$ и $KL2_P$ подключены через выпрямитель VS1 к зажимам измерительного трансформатора TV последовательно с обмоткой быстронасыщающегося трансформатора TS. В зависимости от напряжения U на зажимах измерительного трансформатора TV ток I_1 проходящий через обмотки реле $KL1_T$ и $KL2_P$, имеет резкую нелинейную зависимость, кривая 1 рисунок 5.53.

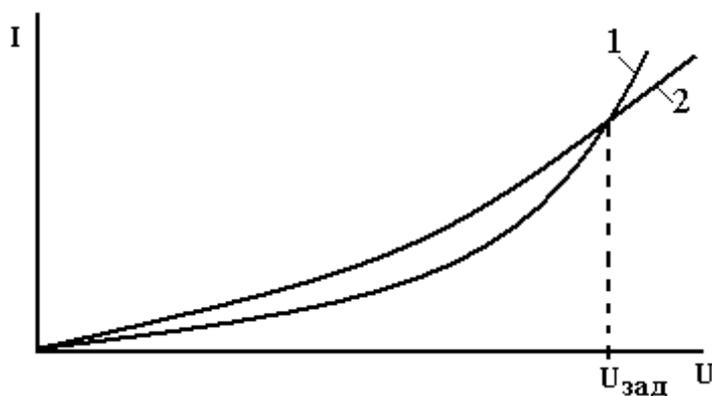


Рисунок 5.53 – Характеристики измерительного органа напряжения АРНТ

Вторые обмотки данных реле $KL2_T$ и $KL1_P$ включены в цепь вторичных обмоток трансформатора TS и промежуточного трансформатора тока TLA. Зависимость тока I_2 , проходящего через обмотки $KL2_T$ и $KL1_P$, определяется кривой 2 на рисунке 5.53.

Регулировка уставок реле KL1 и KL2 производится при помощи резисторов R1 и R2 так, чтобы при напряжении $U = U_{зад}$, токи I_1 и I_2 были равны друг другу.

При $U > U_{зад}$ ток $I_1 > I_2$ и поэтому сработает реле KL2 и замкнет контакт KL2.1 в цепи промежуточного реле KL4. Последнее, сработав, замкнет контакт KL4.1 в цепи реле времени КТ. Реле КТ получив питание с определенной выдержкой времени замкнет контакт КТ.2 в

цепи «Убавить».

При $U < U_{зад}$ ток $I_1 < I_2$ и поэтому сработает реле KL1 и замкнет контакт KL1.1 в цепи промежуточного реле KL3. Реле KL3 сработав, замкнет контакт KL3.1 в цепи реле времени КТ. Реле КТ получив питание с определенной выдержкой времени замкнет контакт КТ.1 в цепи «Прибавить».

В настоящее время для регулирования напряжения силовых трансформаторов применяется полупроводниковый автоматический регулятор коэффициента трансформации типа АРТ-1Н [3,4].

Функциональная схема полупроводникового автоматического регулятора типа АРТ-1Н представлена на рисунке 5.54.

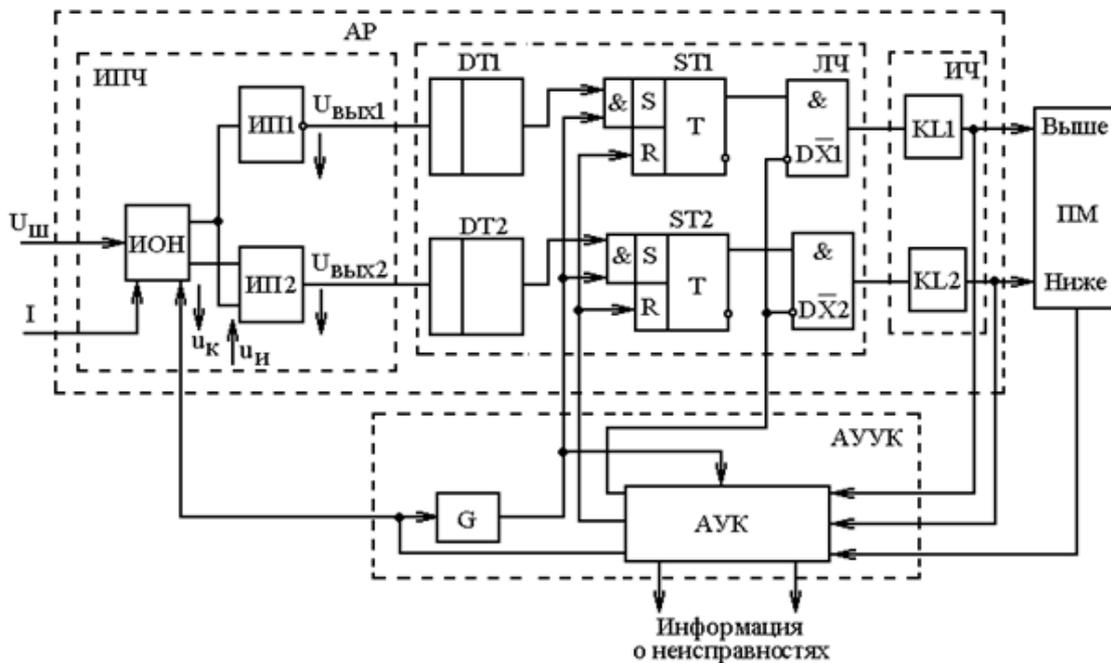


Рисунок 5.54 – Функциональная схема автоматического регулятора типа АРТ-1Н

Регулятор типа АРТ-1Н состоит из автоматического регулятора АР, в состав которого входят измерительно-преобразовательная часть ИПЧ, логическая часть ЛЧ и исполнительная часть ИЧ, и автоматического устройства управления и контроля АУУК, состоящего из генератора тактовых импульсов G и автоматического устройства контроля АУК, образующего цепь обратной связи [2,4].

При выходе напряжения $U_{ш}$ на шинах электростанции или подстанции за пределы зоны нечувствительности измерительного органа напряжения ИОН, на выходах измерительных преобразователей

ИП1 или ИП2 в зависимости от знака отклонения напряжения появляется соответственно напряжение $U_{\text{вых},1}$ или $U_{\text{вых},2}$. С помощью данных напряжений запускается соответствующий элемент выдержки времени DT1 или DT2.

Срабатывание элемента выдержки времени DT1 или DT2 запоминается одним из триггеров ST1 или ST2. В триггер ST1 или ST2 записывается логическая единица при поступлении на вход S напряжения от элемента DT и тактового импульса от генератора G. Генератор G обеспечивает однократность и импульсность воздействия регулятора на приводной механизм ПМ переключающего устройства.

Цепь обратной связи обеспечивает координацию действия регулятора в процессе переключения обмоток трансформатора и контроль исправности регулятора и переключающего устройства РПН.

Сигнал с выхода триггера ST1 или ST2, при логическом нуле на инверсном входе элемента «ЗАПРЕТ» $\overline{D\bar{X}}1$ или $\overline{D\bar{X}}2$ от устройства АУК, поступает на исполнительные реле KL1 или KL2, которые подают напряжение на приводной механизм ПМ переключающего устройства. После начала процесса переключения от ПМ поступает сигнал в АУК. АУК после поступления сигнала от ПМ выполняет следующие операции:

- подает на инверсный вход элемента $\overline{D\bar{X}}1$ или $\overline{D\bar{X}}2$ логическую единицу и тем самым снимает питание с реле KL1 или KL2;
- воздействует на вход считывания R триггера ST1 или ST2 и снимает запоминание;
- увеличивает период следования тактовых импульсов генератора G так, чтобы он превысил длительность процесса переключения с одного ответвления обмоток трансформатора на другое;
- увеличивает зону нечувствительности регулятора.

Данные операции необходимы для проверки исправности регулятора и привода РПН [3,4]. Если в АУК не поступил сигнал о начале переключения или о завершении процесса переключения, то фиксируется неисправность привода и выдается сигнал на запрет повторного воздействия регулятора на привод ПМ.

Увеличение зоны нечувствительности используется для проверки исправности регулятора. Если после увеличения зоны нечувствительности сигнал измерительной части не снимается, то фиксируется неисправность регулятора и выдается сигнал на запрет повторного запуска ПМ.

На основании вышеизложенного видно, что автоматический регулятор типа АРТ-1Н осуществляет автоматический контроль исправности регулятора и переключающего устройства, что

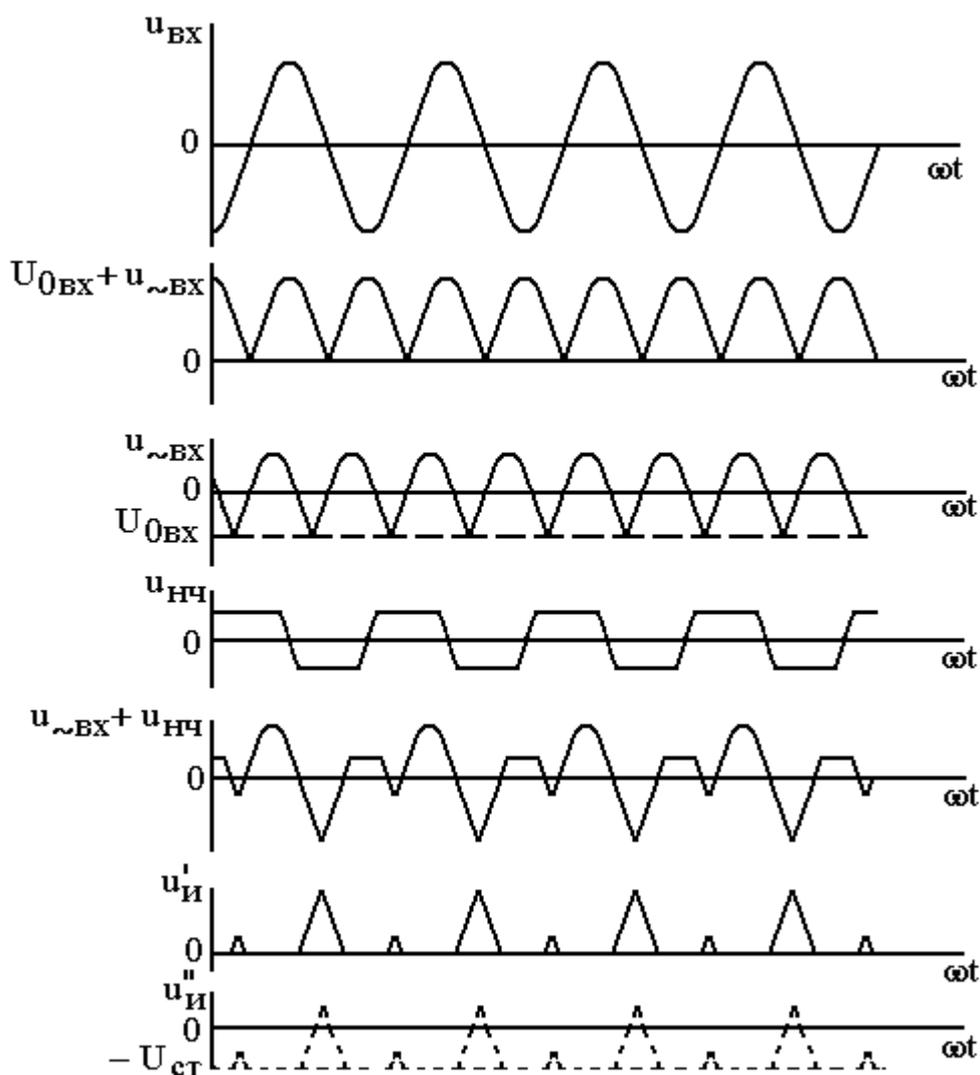


Рисунок 5.56 – Временные графики напряжений измерительно-преобразовательной части автоматического регулятора типа АРТ-1Н

Переменная составляющая $u_{\sim BX}$ суммируется с напряжением нечувствительности $u_{НЧ}$, сформированным из входного напряжения стабилитронами VD3. R2 и C2 совместно с трансформатором TL2 создают необходимый сдвиг по фазе основной гармоники напряжения $u_{НЧ}$ относительно входного напряжения u_{BX} .

Напряжение $u_{НЧ}$ создает зону нечувствительности измерительного органа.

Диодом VD5 из суммы напряжения $u_{\sim BX} + u_{НЧ}$ выделяются отрицательные практически треугольные импульсы в виде $u'_{И}$, которые сравниваются с постоянным напряжением $U_{СТ}$ стабилитрона VD4 элемента сравнения, включающего транзистор VT, рисунок 5.56. Если

импульс $u'_и$ превышает напряжение $U_{ст}$, то транзистор VT открывается и на выходе элемента сравнения, на резисторе $R_э$, появляется импульсное напряжение $u''_и$ [4].

Напряжение $u''_и$ в виде последовательности импульсов частотой 50 Гц соответствует действующему значению напряжения $U_{вх}$, не выходящему за пределы зоны нечувствительности $\Delta U_{нч}$ измерительного органа, рисунок 5.48, при котором на выходах измерительной части регулятора отсутствуют сигналы $U_{вых1}$ и $U_{вых2}$.

Если напряжение $U_{вх}$ повышается и выходит за пределы зоны нечувствительности, максимальные мгновенные значения меньших импульсов $u'_и$, рисунок 5.56, также превышают напряжение стабилитрона VD4 $U_{ст}$ и напряжение $u''_и$ на выходе элемента сравнения представляет собой последовательность импульсов частотой 100 Гц. При снижении напряжения $U_{вх}$ импульсы напряжения $u'_и$ отсутствуют.

Импульсное напряжение $u''_и$ управляет транзисторным одновибратором, усиливающим соответствующие выходные импульсы измерительного органа напряжения.

Потенциальные выходные сигналы $U_{вых1}$ и $U_{вых2}$ измерительной части регулятора формируются импульсно-потенциальными преобразователями ИП1 и ИП2, выполненными на транзисторах.

Напряжение $U_{вых1}$ появляется после исчезновения импульсов напряжения $u''_и$, что соответствует снижению входного напряжения $U_{вх}$, и регулятор запускается для действия на УРПН в сторону повышения напряжения на шинах электростанции или подстанции.

Импульсно-потенциальный преобразователь ИП2 формирует выходное напряжение $U_{вых2}$ под воздействием меньших импульсов $u'_и$, появляющихся при повышении напряжения $U_{вх}$ и регулятор запускается для действия на УРПН в сторону понижения напряжения.

5.8.2 Управление батареями статических конденсаторов

Управление батареями статических конденсаторов (БСК) установленных на шинах подстанций может осуществляться:

- по току нагрузки;
- по направлению реактивной мощности в линии;
- по уровню напряжения на шинах подстанции.

На рисунке 5.57 представлена схема управления БСК по уровню напряжения на шинах подстанции.

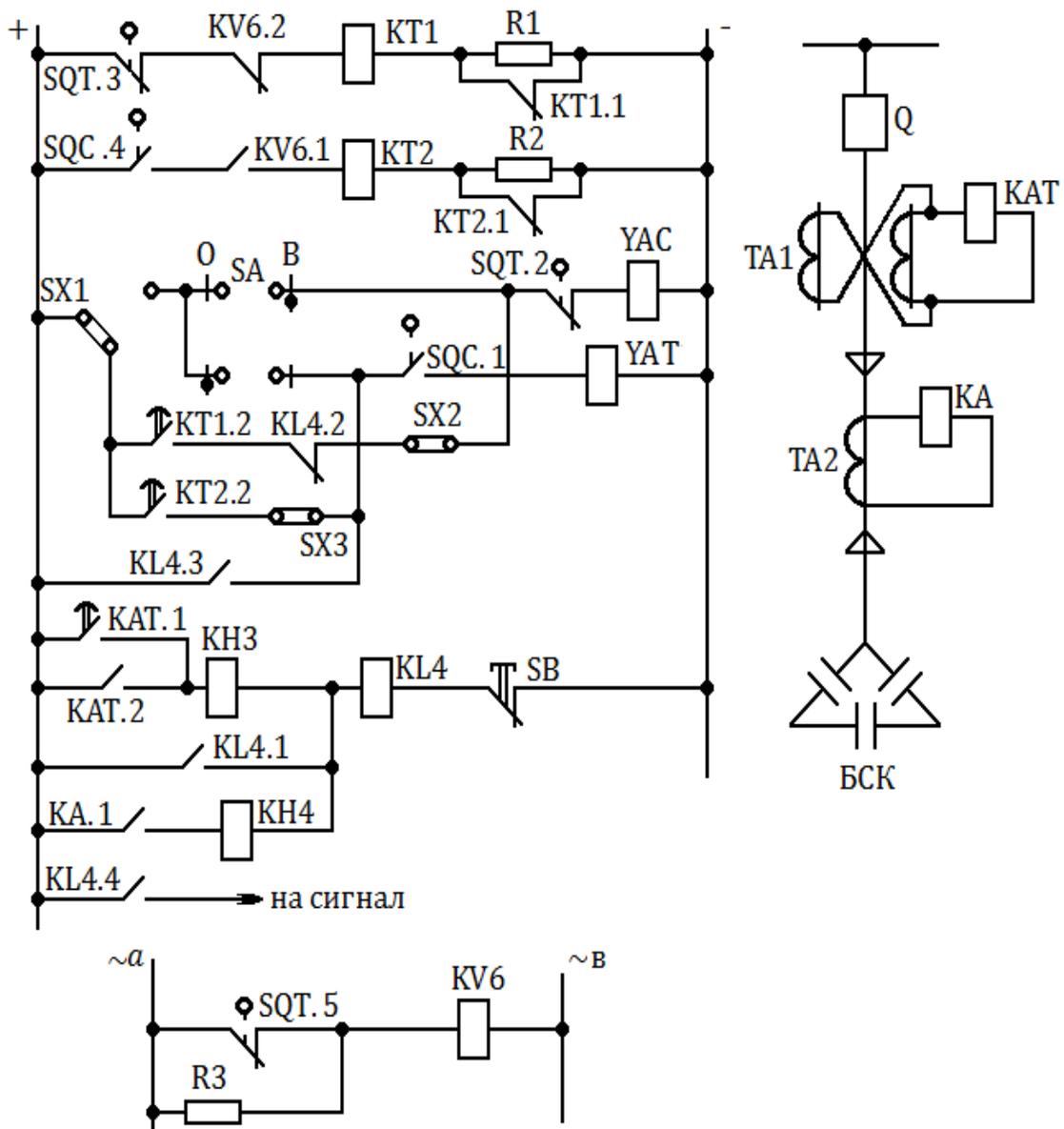


Рисунок 5.57 – Схема управления БСК по уровню напряжения на шинах подстанции

В качестве пускового органа используется реле минимального напряжения KV6 подключенное к трансформатору напряжения установленного на шинах подстанции. При отключенном выключателе Q сопротивление R3 зашунтировано блок-контактом выключателя SQT.5 и к обмотке реле напряжения KV6 подводится линейное напряжение $U_{ав}$ [16].

Если напряжение, подводимое к обмотке реле напряжения KV6 будет меньше напряжения возврата реле то будет замкнутым контакт KV6.2 и получить питание реле времени KT1. Реле KT1 с

установленной выдержкой времени замкнет контакт КТ1.2 и подаст команду на включение выключателя Q.

После включения выключателя размыкаются его блок-контакты SQT.2, SQT.3, SQT.5 и замыкаются блок-контакты SQC.1 и SQC.4. Замкнувшиеся блок-контакты SQC.1 подготавливают цепь на отключение выключателя БСК при напряжении $U_{ав}$ больше напряжения возврата реле KV6, а блок-контакты SQC.4 подготавливают цепь на срабатывание реле времени КТ2.

При размыкании блок-контакта SQT.5 последовательно с обмоткой реле KV6 включается сопротивление R3, и поэтому оно будет держать замкнутым контакт KV6.2 до тех пор, пока напряжение, подводимое к его обмотке, не станет выше уставки срабатывания. При $U_{ав}$ больше напряжения возврата реле KV6, последнее срабатывает и размыкает контакт KV6.2 и замыкает контакт KV6.1. После замыкания контакта KV6.1 получает питание реле времени КТ2, которое с установленной выдержкой времени замкнет контакт КТ2.2 и подаст команду на отключение выключателя Q.

Накладка SX1 позволяет переводить управление БСК с автоматического управления на ручное управление с помощью ключа управления SA.

На рисунке 5.57 показана релейная защита БСК от междуфазных коротких замыканий и перегрузок с помощью реле КАТ и защита от замыканий на землю с помощью реле КА. При срабатывании любой из защит подается питание на реле KL4, которое срабатывает и переключает свои контакты. С помощью контакта KL4.1 реле KL4 становится на самоудержание, контактом KL4.2 размыкает цепь на включение выключателя, контактом KL4.3 подает команду на отключение выключателя Q и контактом KL4.4 включает сигнализацию. Реле KL4 будет находиться в сработавшем состоянии до тех пор, пока не будет нажата кнопка SB.

Вопросы для самопроверки

1. Укажите назначение АРВ.
2. Какие виды АРВ Вы знаете?
3. Для чего предназначено УБФ, область применения, достоинства и недостатки?
4. Что такое устройство компаундирования?
5. Какие виды схем токового компаундирования Вы знаете?
6. Чем отличается фазовое компаундирование от компаундирования полным током?

7. Что такое «порог» компаундирования?
8. Что такое нормальное компаундирование?
9. Поясните принцип работы автоматического регулятора возбуждения типа ЭПА-305 при $U_r > U_{r,зад}$?
10. Поясните принцип работы автоматического регулятора возбуждения типа ЭПА-305 при $U_r < U_{r,зад}$?
11. Поясните принцип работы автоматического регулятора возбуждения типа РВА-62 при $U_r > U_{r,зад}$?
12. Поясните принцип работы автоматического регулятора возбуждения типа РВА-62 при $U_r < U_{r,зад}$?
13. Поясните принцип работы автоматического регулятора возбуждения типа ЭПА-325 при $U_r > U_{r,зад}$?
14. Поясните принцип работы автоматического регулятора возбуждения типа ЭПА-325 при $U_r < U_{r,зад}$?
15. Поясните особенности модернизированных схем возбуждения с электромашинными возбудителями постоянного тока.
16. Поясните особенности модернизированных схем панелей ЭПА-120, ЭПА-325 и ЭПА-500.
17. Какой алгоритм автоматического регулирования возбуждения называется алгоритмом «сильного» действия?
18. При каких системах возбуждения алгоритм «сильного» действия реализуется наиболее эффективно?
19. Что отображают сигналы автоматического регулятора возбуждения «сильного» действия, формируемые по изменению и производной частоты?
20. Какова роль сигнала, формируемого по производной действующего значения напряжения?
21. Каково назначение электромагнитного корректора напряжения?
22. Поясните принцип работы односистемного электромагнитного корректора напряжения?
23. Какие требования предъявляются к измерительным органам АРНТ?
24. Поясните принцип действия автоматического регулятора типа АРТ-1Н при $U_{ш} < U_{ш,зад}$?
25. Поясните принцип действия автоматического регулятора типа АРТ-1Н при $U_{ш} > U_{ш,зад}$?
26. Поясните работу схемы управления БСК, рисунок 5.57?

6 Автоматическое регулирование частоты и активной мощности

6.1 Назначение автоматического регулирования частоты и активной мощности

Частота является общесистемным показателем качества электрической энергии, так как во всех точках синхронно работающей системы она одинакова и равна $f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Отклонение частоты от номинального значения происходит при нарушении баланса между суммарной мощностью турбоагрегатов и нагрузки. В установившемся режиме мощность вырабатываемая турбоагрегатами равна

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_{\text{нагр}} - \Delta P = 0, \quad (6.1)$$

где P_i – мощность, развиваемая агрегатом, работающим в системе;

n – число агрегатов;

$P_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки;

ΔP – потери мощности в сетях.

Нарушение баланса активных мощностей (6.1) приводит к отклонению частоты разного знака $\pm \Delta f$ от номинального значения $f_{\text{ном}}$. Отклонение частоты в сторону снижения приводит к увеличению потерь и уменьшению надёжности работы ряда элементов энергосистемы, повышение частоты сказывается также отрицательно на режиме работы энергосистемы. Наиболее существенно отклонения частоты сказываются на работе самих электростанций: изменение производительности механизмов собственных нужд (питательные насосы, циркуляционные насосы, дымососы, вентиляторы) нарушает режим работы парогенератора и турбины.

Мощность, потребляемая вентиляторами и насосами, при небольшой величине статического напора сопротивления определяется кубом частоты [9]

$$P = P_{\text{ном}} (f/f_{\text{ном}})^3. \quad (6.2)$$

Мощность питательных насосов котлов зависит от частоты в четвертой степени

$$P = P_{\text{ном}}(f/f_{\text{ном}})^4. \quad (6.3)$$

Изменения частоты вращения турбин вызывает рост потерь и ускоряет износ рабочих лопаток. Всё это приводит к снижению экономических показателей работы электростанций.

Поэтому согласно ГОСТ 13109 – 97 «Норма качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» нормально допустимое значение отклонения частоты не должно превышать $\pm 0,2$ Гц, а предельно допустимое значение отклонения частоты не должно превышать $\pm 0,4$ Гц.

Поддерживание равенства генерируемой и потребляемой мощностей и постоянства частоты вращения в энергосистемах осуществляется путём изменения генерируемой мощности электростанций и возлагается на автоматическую систему регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ).

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности происходит в первую очередь путём воздействия на турбину агрегата, состоящего из турбины и синхронного генератора. Частота вращения генератора и развиваемая им мощность зависят от количества энергоносителя, вводимого в турбину, в единицу времени, его потенциальной энергии и КПД турбины. Характер изменения этих величин и их взаимосвязь зависят от режима работы агрегатов на электростанции. Обычно имеет место один из следующих трёх режимов:

- работа агрегата на холостом ходу;
- работа агрегата на изолированную нагрузку;
- работа агрегата в мощной энергосистеме.

Работа агрегата на холостом ходу, рисунок 6.1, (выключатель Q1 отключен). Этот режим предшествует включению агрегата на параллельную работу с другими агрегатами и всегда сопутствует его пуску и остановке.

В данном режиме при изменении количества вводимого энергоносителя происходит только изменение частоты вращения, так как развиваемая турбиной мощность обуславливается относительно малыми потерями холостого хода.

Работа агрегата на изолированную нагрузку (включены выключатели Q1 и Q2). В этом режиме изменение количества вводимого в турбину энергоносителя приводит к изменению частоты вращения и мощности агрегата, если неизменная по составу нагрузка меняет свою мощность при изменении частоты за счёт регулирующего эффекта нагрузки.

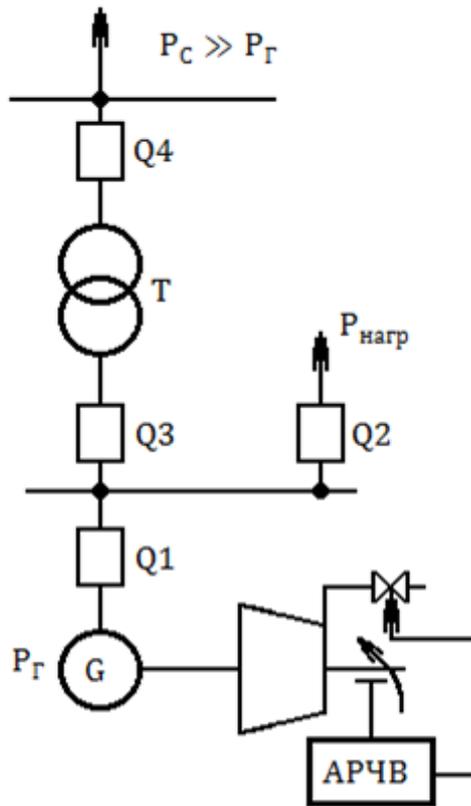


Рисунок 6.1 – Схема, поясняющая режим работы агрегата на электростанциях

Такой режим может возникнуть на ТЭЦ, имеющих потребителей на генераторном напряжении при нарушении связи с энергосистемой.

Работа агрегата в мощной энергосистеме $P_C \gg P_G$ (включены все выключатели), когда изменение мощности агрегата не может нарушить системный баланс мощности, изменение количества вводимого в турбину энергоносителя приводит только к изменению мощности агрегата при постоянстве частоты вращения.

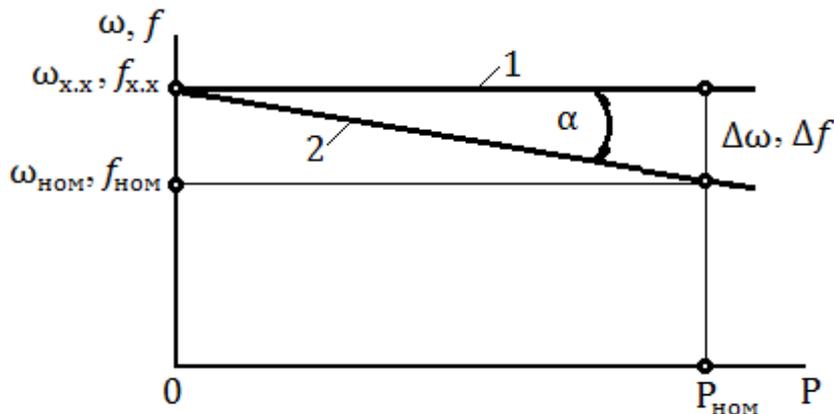
Изменение количества вводимого в турбину энергоносителя осуществляется регулирующим органом турбины.

Для паровых турбин регулирующим органом служит паровпускной клапан или группа клапанов.

6.2 Характеристики регулирования

Для регулирования частоты и распределения активной мощности нагрузки между генераторами применяются регуляторы частоты вращения с различными характеристиками регулирования.

На рисунке 6.2 приведены типовые характеристики регуляторов частоты вращения.



1 – астатическая характеристика регулирования; 2 – статическая характеристика регулирования

Рисунок 6.2 – Типовые характеристики регулирования частоты

Для поддержания постоянства частоты на заданном уровне необходимо иметь регуляторы, настроенные на астатическую 1 характеристику регулирования. Однако для обеспечения заданного распределения активной мощности между параллельно работающими генераторами необходимо иметь регуляторы со статической характеристикой 2.

Основным параметром регулировочной характеристики является коэффициент статизма, который можно определить через угловую частоту вращения или через частоту переменного тока

$$s = \frac{\omega_{x,x} - \omega_{ном}}{P_{ном}} = \frac{f_{x,x} - f_{ном}}{P_{ном}} = \frac{\Delta\omega}{P_{ном}} = \frac{\Delta f}{P_{ном}} = \operatorname{tg}\alpha, \quad (6.4)$$

где $\omega_{x,x}, f_{x,x}$ – соответственно угловая частота вращения и частота переменного тока в режиме холостого хода;

$\omega_{ном}, f_{ном}$ – соответственно угловая частота вращения и частота переменного тока при номинальной нагрузке;

$P_{ном}$ – номинальная нагрузка;

α – угол наклона характеристики.

Уравнение статической регулировочной характеристики, выражающее зависимость частоты от нагрузки, определяется через коэффициент статизма

$$\Delta f + s \times P = 0. \quad (6.5)$$

В астатической регулировочной характеристике степень статизма равна нулю, поэтому она выражается уравнением $\Delta f = 0$.

6.3 Методы регулирования частоты и активной мощности

6.3.1 Общие сведения

Существует несколько методов регулирования частоты в энергосистемах. Различие применяемых методов заключается в том, каким образом определяется однозначность распределения активной нагрузки между параллельно работающими генераторами. Известные методы регулирования частоты разделяются на два вида [9, 15]:

- регулирование по мгновенному отклонению частоты Δf ;
- регулирование по интегральному отклонению частоты $2\pi \times \int \Delta f \times dt$.

Регулирование по мгновенному отклонению частоты имеет несколько разновидностей:

- метод статических характеристик;
- метод ведущего генератора;
- метод ведущей электростанции;
- метод мнимостатических характеристик.

6.3.2 Метод статических характеристик

При данном методе регулирования частоты и распределения активной нагрузки между параллельно работающими генераторами все агрегаты снабжаются регуляторами частоты вращения со статическими характеристиками.

При параллельной работе n генераторов имеющих регуляторы частоты со статическими характеристиками, распределение мощности между генераторами может быть определено из уравнений статических характеристик (6.5) и уравнений мощности. Так, при наличии n параллельно работающих генераторов, рисунок 6.3, имеем:

$$\sum_1^n P = P_1 + P_2 + \dots + P_n, \quad (6.6)$$

$$\Delta f + s_1 \times P_1 = 0;$$

$$\Delta f + s_2 \times P_2 = 0; \quad (6.7)$$

$$\Delta f + s_n \times P_n = 0,$$

где s_n – коэффициент статизма n – го генератора;

P_n – нагрузка n – го генератора.

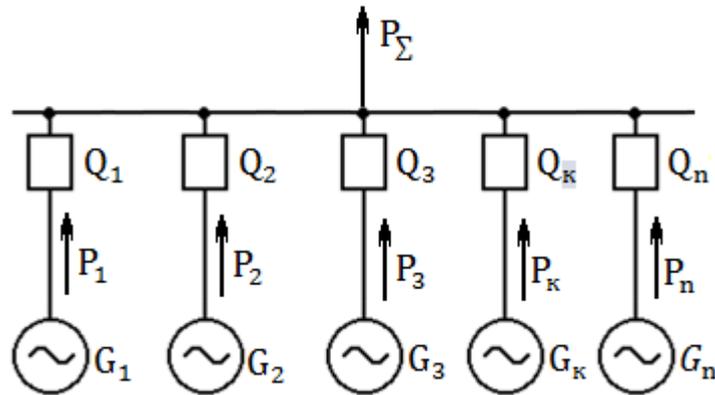


Рисунок 6.3 – Схема электростанции с параллельно работающими генераторами

Решив уравнения (6.6) и (6.7) совместно, получим

$$P_1 = \frac{\sum_1^n P}{s_1 \times \left(\frac{1}{s_1} + \dots + \frac{1}{s_\kappa} + \dots + \frac{1}{s_n} \right)}; \quad (6.8)$$

$$P_n = \frac{\sum_1^n P}{s_n \times \left(\frac{1}{s_1} + \dots + \frac{1}{s_\kappa} + \dots + \frac{1}{s_n} \right)}.$$

Из уравнений (6.8) видно, что активная мощность распределяется между генераторами обратно пропорционально коэффициентам статизма регуляторов частоты вращения.

На рисунке 6.4 приведено графическое распределение нагрузки между генераторами, имеющими регуляторы частоты со статическими характеристиками, при изменении частоты.

При данном методе регулирования частота в системе не остаётся постоянной, и её колебания определяются величиной статизма. Коэффициент статизма энергосистемы находится в пределах $0,05 \div 0,1$.

Определим, какое относительное изменение нагрузки системы вызывает отклонение частоты $\Delta f = 0,2$ Гц:

$$\Delta P_c = \frac{\Delta f}{f_{ном}} \times \frac{P_{ном}}{s} = \frac{0,2}{50} \times \frac{P_{ном}}{0,05 \div 0,1} = (0,08 \div 0,04) \times P_{ном}.$$

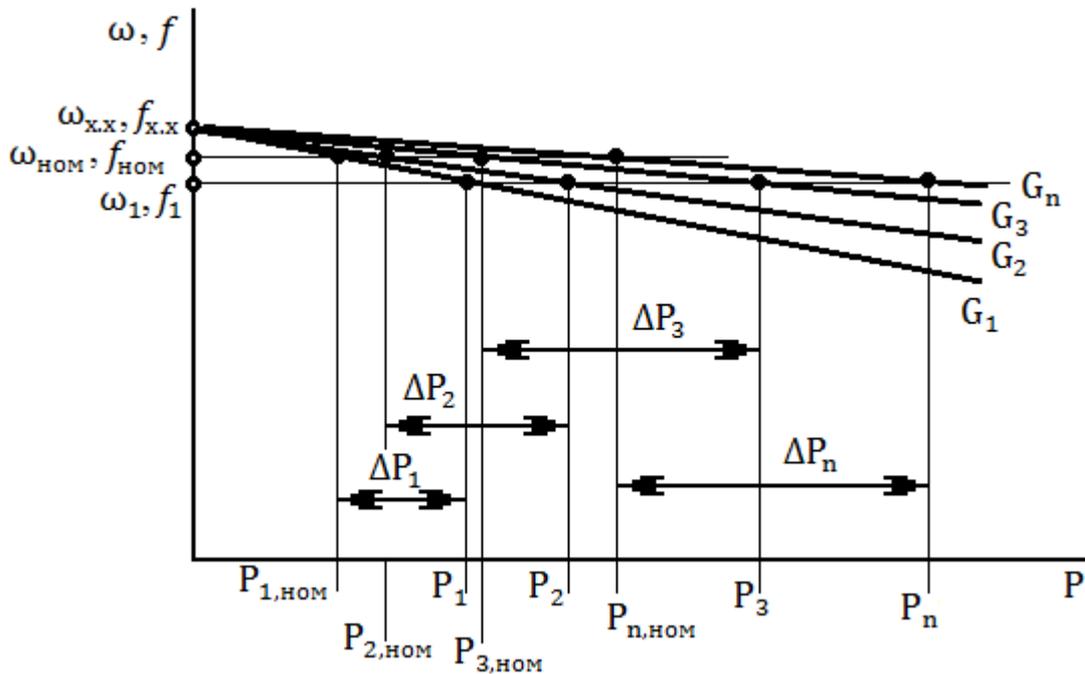


Рисунок 6.4 – Графическое распределение нагрузки между генераторами по методу статических характеристик

Практически изменения мощности могут быть ещё больше, и поэтому отклонение частоты выйдет за 0,2Гц.

Поэтому при данном методе автоматического регулирования частоты и активной мощности необходимо дополнительно, вручную по распоряжению диспетчера энергосистемы воздействовать на систему регулирования турбин для поддержания частоты в энергосистеме и перераспределения активной мощности.

6.3.3 Метод ведущего генератора

Этот метод заключается в том, что регулятор одного из параллельно работающих генераторов имеет астатическую характеристику, а регуляторы остальных генераторов статические характеристики. Генератор, имеющий регулятор с астатической характеристикой, называется ведущим. Закон регулирования по методу ведущего генератора может быть записан в следующем виде:

для ведущего генератора

$$\Delta f = 0; \tag{6.9}$$

для остальных генераторов системы

$$\Delta f + s_2 \times P_2 = 0;$$

$$\Delta f + s_3 \times P_3 = 0; \quad (6.10)$$

$$\Delta f + s_n \times P_n = 0.$$

Поскольку один из генераторов имеет астатическую характеристику, то характеристика всей системы также будет астатической. При данной характеристике частота системы будет поддерживаться в пределах зоны нечувствительности регулятора ведущего генератора на уровне 50 Гц [9].

Процесс распределения активной нагрузки в установившемся режиме при $f_{\text{ном}} = 50$ Гц происходит следующим образом: ведущий генератор принимает на себя мощность P_a , а остальные генераторы, они заменены эквивалентным генератором со статизмом s_3 , - P_b , при этом режим определяется точками «а» и «б» соответственно на рисунке 6.5.

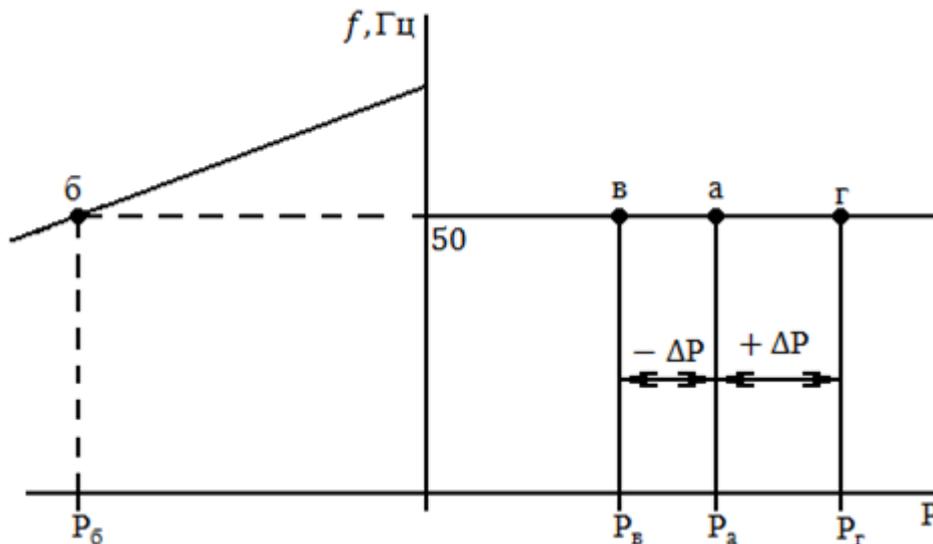


Рисунок 6.5 – Распределение нагрузки между генераторами по методу ведущего генератора.

Если нагрузка системы увеличивается на величину $+\Delta P$, то режим работы эквивалентного генератора сохранится в точке «б», т.е. этот генератор будет принимать на себя прежнюю нагрузку P_b . Дополнительную нагрузку $+\Delta P$ возьмёт на себя ведущий генератор и режим его изменится и будет определяться точкой «г». Если нагрузка системы изменится на величину $-\Delta P$, то и в этом случае изменение

нагрузки будет воспринято только ведущим генератором, т.е. режим его работы будет определяться точкой «в». Таким образом, при регулировании частоты по методу ведущего генератора все дополнительные изменения нагрузки воспринимает на себя ведущий генератор, а остальные генераторы работают с постоянной нагрузкой.

Данный метод регулирования частоты используется в небольших энергосистемах, где мощность одного генератора достаточна для покрытия изменения нагрузки.

6.3.4 Метод ведущей электростанции

Для увеличения регулировочного диапазона по мощности, в данном методе, привлекают к регулированию частоты в энергосистеме не один генератор, а целую электростанцию, обычно гидроэлектростанцию. Агрегаты на данной станции имеют регуляторы частоты с астатическими характеристиками, а другие электростанции энергосистемы имеют регуляторы частоты со статическими характеристиками. Характеристика всей энергосистемы при этом будет астатической.

Для однозначности распределения нагрузки между генераторами ведущей электростанции в закон регулирования вводится заданная мощность, которую должен брать на себя генератор в процессе регулирования [9].

Закон регулирования мощности по этому методу каждого агрегата определяется выражением

$$\Delta f + k_{p,n} \times (P_n - P_{зад,n}) = 0, \quad (6.11)$$

где $k_{p,n}$ – коэффициент регулирования по мощности n -го генератора;

P_n – фактическая мощность n -го генератора;

$P_{зад,n}$ – заданная мощность, которую должен брать на себя n -ый генератор в процессе регулирования.

Процесс регулирования протекает следующим образом. При нарушении баланса активных мощностей в энергосистеме частота отклоняется от заданного значения и все регуляторы приходят в действие от сигнала Δf . Регуляторы изменяют мощности генераторов так, чтобы восстановить частоту до прежнего значения. Процесс регулирования будет продолжаться до тех пор, пока нагрузки генераторов не станут равными заданным коэффициентам регулирования по мощности, т.е. пока все выражения не станут равными нулю.

Регулирование частоты одной станцией с пропорциональным распределением нагрузок в большинстве случаев не является экономически наиболее выгодным. Поэтому на ведущей станции необходимо иметь специальное устройство распределения активной нагрузки (УРАН), в функцию которого входит определение выгодной нагрузки для каждого агрегата.

Преимуществом метода ведущей станции является его простота. Недостатком метода является то, что в крупных энергосистемах одна электростанция может не справиться с покрытием неплановой нагрузки системы. Поэтому неплановые изменения нагрузки следует распределять между несколькими станциями системы.

6.3.5 Метод мнимостатических характеристик

По методу мнимостатических характеристик к регулированию частоты привлекаются генераторы нескольких электростанций энергосистемы.

Для однозначного распределения нагрузки между регулируемыми генераторами регулирование производится по закону

$$\begin{aligned} \Delta f + \kappa_{p,1} \times \left(P_1 - \kappa_{d1} \times \sum_1^n P_n \right) &= 0; \\ \Delta f + \kappa_{p,2} \times \left(P_2 - \kappa_{d2} \times \sum_1^n P_n \right) &= 0; \\ \Delta f + \kappa_{p,n} \times \left(P_n - \kappa_{dn} \times \sum_1^n P_n \right) &= 0, \end{aligned} \quad (6.12)$$

где $\kappa_{p,n}$ – коэффициент регулирования по мощности n -го генератора;

P_n – фактическая мощность n -го генератора;

κ_{dn} – коэффициент долевого участия n -го генератора в покрытии нагрузки системы;

$\kappa_{dn} \times \sum_1^n P_n$ – заданная мощность, которую должен нести генератор в процессе регулирования;

$\sum_1^n P_n$ – суммарная нагрузка n регулирующих генераторов.

Суммарный коэффициент долевого участия n регулирующих генераторов $\sum_1^n \kappa_d = 1$.

Процесс регулирования будет продолжаться до тех пор, пока нагрузки генераторов не станут равными заданным долям суммарной нагрузки и сигнал Δf не исчезнет, т.е. пока все выражения типа $P_n - \kappa_{dn} \cdot \sum_1^n P_n$ не станут равными нулю.

Регулирование по методу мнимостатических характеристик является астатическим по частоте и обеспечивает однозначное распределение нагрузок между генераторами.

Для исполнения регулирования по данному методу необходимы связи между регулирующими электростанциями и диспетчерским пунктом энергосистемы. С электростанций на диспетчерский пункт энергосистемы передаются сигналы пропорциональные фактической мощности регулирующих агрегатов, в результате суммирования которых определяется заданное значение мощности для каждой регулирующей электростанции по формуле

$$P_{\text{зад},n} = K_{\text{дп}} \times \sum_1^n P_n. \quad (6.13)$$

Коэффициент долевого участия регулирующих генераторов каждой электростанции устанавливается диспетчером энергосистемы из условия экономически наиболее выгодного распределения нагрузок между регулирующими электростанциями и пропускной способностью линий электропередач.

Сигналы, пропорциональные заданным значениям мощности $P_{\text{зад},n}$, передаются по каналам связи на регулирующие электростанции и вводятся в закон регулирования.

Наличие телеканалов связи делает данный метод регулирования весьма дорогим и сложным и в то же время ненадежным, поскольку выход одного из каналов связи нарушает регулирование по данному закону (6.12). Поэтому метод мнимостатических характеристик в общем виде регулирования частоты несколькими электростанциями не получил широкого распространения, однако частные случаи этого метода широко применяются (метод ведущего агрегата и метод ведущей электростанции, рассмотренные выше).

6.3.6 Метод интегрального отклонения частоты

В данном методе в закон регулирования вводится воздействие, пропорциональное интегралу от отклонения частоты по времени:

$$2\pi \int \Delta f dt = 2\pi \int (f - f_0) dt, \quad (6.14)$$

где f – текущее значение частоты энергосистемы;
 f_0 – эталонная частота.

Подставим в формулу (6.14) вместо текущего значения частоты энергосистемы f величину $\omega/2\pi$, при этом получим

$$2\pi \int (f - f_0) dt = \int (\omega - \omega_0) dt = \varphi - \varphi_0 = \Delta\varphi, \quad (6.15)$$

где φ – угол, пройденный вектором, вращающимся с частотой вращения ω за время интегрирования;

φ_0 – угол, пройденный вектором, вращающегося с частотой вращения ω_0 .

Таким образом, при интегральном регулировании регулирующее воздействие регулятора пропорционально углу расхождения векторов напряжения, имеющих соответствующие частоты f и f_0 .

Интегральное регулирование частоты и активной мощности может астатическим или статическим по углу φ [9]. Закон астатического регулирования, $\Delta f = 0$, не обеспечивает заданного распределения активных нагрузок между регулируемыми генераторами. Поэтому для однозначного распределения активных нагрузок между регулируемыми генераторами регулирование должно осуществляться со статизмом по мощности. Закон интегрального регулирования со статизмом по мощности имеет вид:

$$k_\varphi \times (\varphi - \varphi_0) + (P - P_0) = k_\varphi \times \Delta\varphi + \Delta P = 0, \quad (6.16)$$

где P – фактическое значение мощности генератора;

P_0 – значение мощности генератора при $\varphi = \varphi_0$;

k_φ – коэффициент регулирования по углу.

Если в регулировании частоты и активной мощности по закону (6.16) участвует несколько генераторов энергосистемы, то закон регулирования для каждого из них имеет вид:

$$k_{\varphi 1} \times \Delta\varphi + \Delta P_1 = 0;$$

$$k_{\varphi 2} \times \Delta\varphi + \Delta P_2 = 0; \quad (6.17)$$

$$k_{\varphi n} \times \Delta\varphi + \Delta P_n = 0.$$

Закон интегрального регулирования для энергосистемы после сложения уравнений (6.17) имеет вид

$$k_{\varphi \Sigma} \times \Delta\varphi + \Delta P_\Sigma = 0, \quad (6.18)$$

где $k_{\varphi\Sigma}$ – суммарный коэффициент регулирования по углу;
 ΔP_{Σ} – изменение нагрузки энергосистемы.

Распределение активной нагрузки между регулируемыми генераторами при интегральном регулировании представлено на рисунке 6.6.

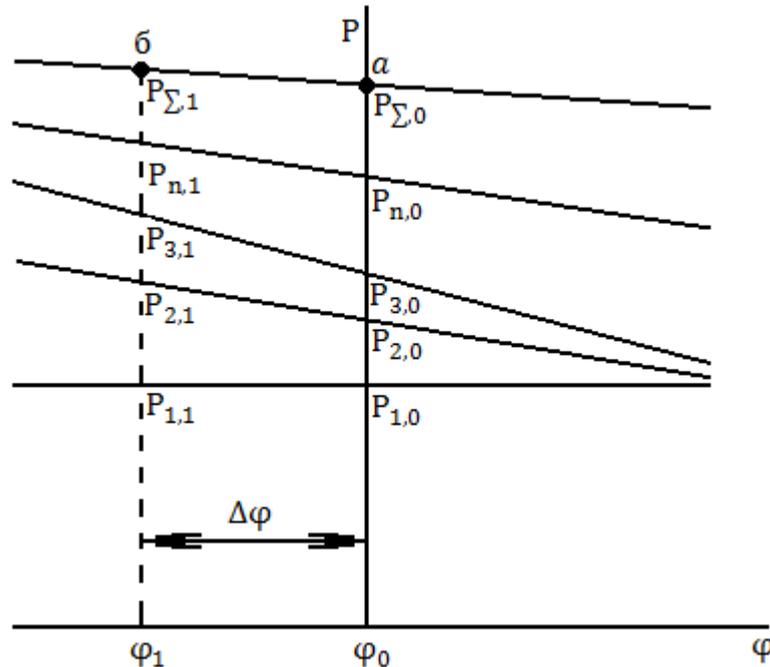


Рисунок 6.6 – Распределение активной нагрузки между регулируемыми генераторами при интегральном регулировании

Из рисунка 6.6 видно, что $\varphi = \varphi_0$ режим работы энергосистемы определяется точкой «а», а нагрузка энергосистемы равна $P_{\Sigma,0}$. При этом регулирующие генераторы будут работать с нагрузками $P_{1,0}, P_{2,0}, P_{3,0}, P_{n,0}$.

При увеличении нагрузки до значения $P_{\Sigma,1}$, рабочая точка переместится в точку «б», при этом угол системы изменится на величину $\Delta\varphi$ и станет равным φ_1 . Нагрузки регулирующих генераторов при угле φ_1 изменятся и будут равны $P_{1,1}, P_{2,1}, P_{3,1}, P_{n,1}$, значения которых определяются только наклоном их характеристик, т.е. распределение нагрузок является однозначным. При этом частота энергосистемы будет поддерживаться на заданном уровне независимо от нагрузки энергосистемы, т.е. интегральное регулирование является астатическим по отношению к частоте.

Если к источнику эталонной частоты f_0 подключить устройство, которое будет отсчитывать периоды эталонного источника напряжения, то оно будет измерять время. Так как период эталонного источника напряжения постоянный, то время, указанное таким устройством, будет точно совпадать с астрономическим. Поэтому можем записать что

$$\kappa \int f_0 dt = t_{\text{астр}}, \quad (6.19)$$

где $t_{\text{астр}}$ - астрономическое время.

Если же такое устройство включить в систему с частотой f , которая постоянно изменяется, то время, указываемое таким устройством, будет отличаться от астрономического времени и называется синхронным временем.

По аналогии с (6.19) имеем

$$\kappa \int f dt = t_{\text{синхр}}, \quad (6.20)$$

где $t_{\text{синхр}}$ – синхронное время.

В закон регулирования в соответствии с (6.14), (6.19) и (6.20) вводится воздействие:

$$\kappa \int \Delta f dt = \kappa (\int f dt - \int f_0 dt) = t_{\text{синхр}} - t_{\text{астр}} = \Delta t_{\text{синхр}}. \quad (6.21)$$

Из (6.21) видно, что вводимое воздействие пропорционально отклонению синхронного времени от астрономического. Поэтому метод интегрального регулирования иногда называют методом синхронного времени.

Для реализации данного метода регулирования на каждой регулирующей электростанции необходимо иметь эталонную частоту f_0 . Практически это можно выполнить двумя способами. По первому способу источник эталонной частоты устанавливается на диспетчерском пункте системы, а сигналы пропорциональные частоте f_0 передаются на регулирующие электростанции по телеканалам. По второму способу источник эталонной частоты устанавливается на каждой электростанции. Точность этих источников должна быть очень высокой. Допускается относительная погрешность не выше $0,5 \cdot 10^{-6} \div 1,0 \cdot 10^{-7}$ при условии, что источники будут проверяться несколько раз в сутки [9].

По данному методу работают современные автоматические системы регулирования частоты и мощности, воздействующие на несколько электростанции [15].

6.4 Регуляторы частоты вращения турбин

6.4.1 Общие сведения

Регулятор частоты вращения является первичным регулятором и предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора на заданном уровне, а также для пуска, останова и перераспределения активной нагрузки между турбогенераторами при их параллельной работе [4,9].

Частота вращения турбины изменяется за счёт изменения впуска энергоносителя. При параллельной работе на энергосистему частота вращения турбины практически остается неизменной, а дополнительное изменение открытия регулирующего органа приводит лишь к изменению активной мощности турбогенератора.

Регуляторы частоты вращения турбин подразделяются на следующие виды:

Центробежные – использующие в качестве датчика частоты вращения центробежный маятник;

Гидродинамические – использующие в качестве датчика частоты вращения центробежный насос, создающий давление масла, зависящее от частоты вращения турбины;

Электрогидравлические – использующие электрические элементы для построения измерительного устройства;

Центробежные и гидродинамические регуляторы называются гидромеханическими.

6.4.2 Центробежный регулятор частоты вращения

На рисунке 6.7 приведена принципиальная схема простейшего центробежного регулятора частоты вращения паровых турбин малой и средней мощности.

Регулятор работает следующим образом. При изменении частоты вращения турбогенератора ТГ, например в сторону уменьшения шары центробежного маятника 1 опускаются и перемещают муфту из положения А вниз. При этом рычаг АС, поворачиваясь относительно неподвижной точки С, опускает вниз шарнир В и поворачивает рычаг DG относительно точки D. В результате перемещается из среднего положения вниз поршень

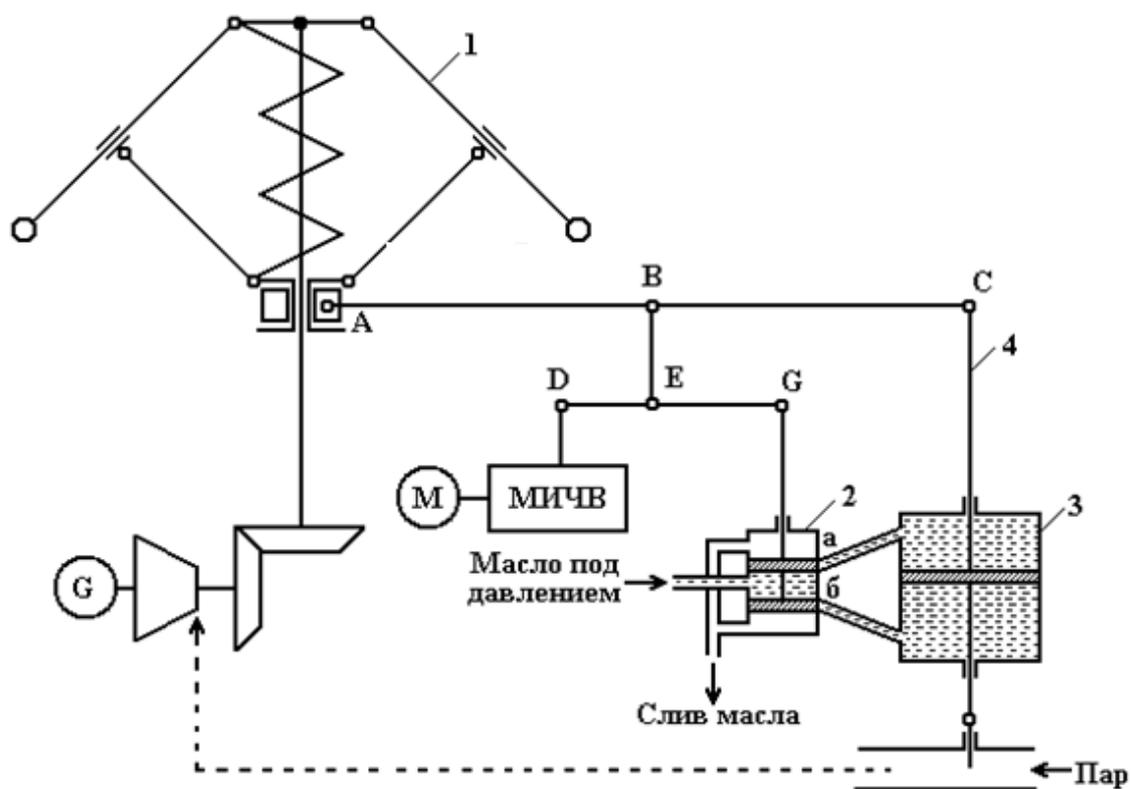


Рисунок 6.7 – Центробежный регулятор частоты вращения

золотникового усилителя 2 и открывает окна «а» и «б». Масло под давлением через окно «б» начинает поступать в нижнюю полость исполнительного механизма – сервомотора 3, а из верхней полости через окно «а» идёт на слив. Поршень сервомотора 3, перемещаясь, воздействует на регулирующий орган турбины, увеличивая впуск энергоносителя. Это регулирующее воздействие способствует увеличению частоты вращения агрегата. Регулирование будет продолжаться до тех пор, пока поршень золотникового усилителя 2 не займёт вновь нейтральное положение, при котором окна золотника «а» и «б» будут закрыты. Роль жёсткой обратной связи выполняет рычаг 4 сервомотора 3. Центробежный регулятор частоты вращения, представленный на рисунке 6.7, имеет статическую характеристику.

Для астатического регулирования частоты принимают вместо жесткой обратной связи 4 гибкую, рисунок 6.8.

Гибкая обратная связь состоит из гидравлического демпфера и пружины, образующих так называемое изодромное устройство. Демпфер представляет собой цилиндр, заполненный маслом, с поршнем; верхняя и нижняя полоса цилиндра сообщаются между собой через трубку с малым регулируемым отверстием.

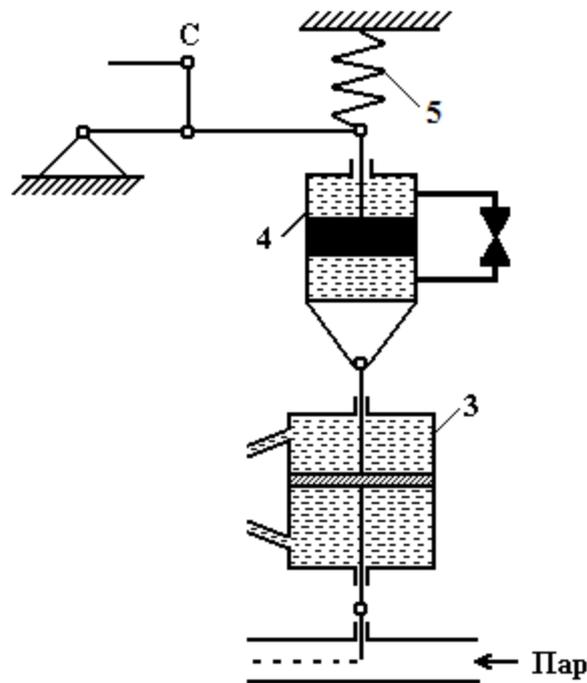


Рисунок 6.8 – Гибкая обратная связь

При изменении нагрузки турбины в начале процесса регулирования изодромное устройство ведет себя как жесткая обратная связь. В дальнейшем под действием пружины 5, стремящейся вернуться в первоначальное состояние, поршень демпфера постепенно перемещается, вытесняя масло из одной полости демпфера в другую. Процесс регулирования завершится, когда частота вращения турбины станет равной заданной.

Гибкая обратная связь может применяться вместе с жёсткой обратной связью для улучшения качества процесса регулирования.

6.4.3 Гидродинамический регулятор частоты вращения паровых турбин

Типовой гидродинамический регулятор частоты вращения паровых турбин, для одного из регулирующих клапанов, мощностью от 200 МВт и выше выпускаемых АО Ленинградский электромеханический завод (ЛЭМЗ) представлен на рисунке 6.9.

Гидродинамический регулятор частоты вращения состоит из следующих основных узлов:

- центробежного измерительного преобразователя частоты вращения ИПЧВ;

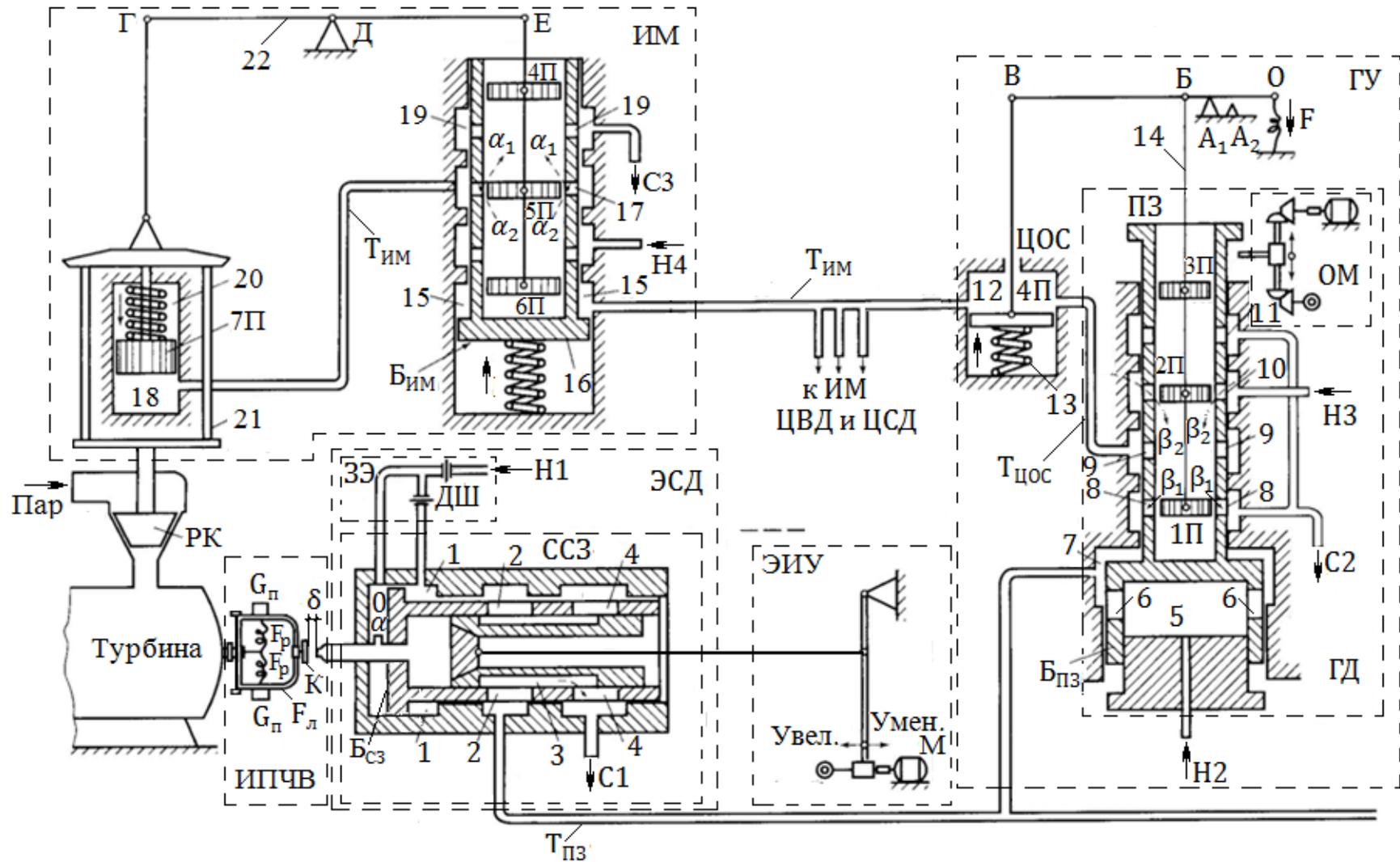


Рисунок 6.9 – Гидродинамический регулятор частоты вращения турбогенератора

- элемента сравнения давления ЭСД, в состав которого входят струйный следящий золотник ССЗ и задающий элемент ЗЭ;
- гидравлического усилителя ГУ, состоящего из гидравлического двигателя двухстороннего действия ГД, в состав которого входят промежуточный золотник ПЗ и ограничитель мощности турбины ОМ, и цилиндра отрицательной обратной связи ЦОС;
- исполнительного механизма ИМ;
- элемента изменения уставки ЭИУ.

Центробежный измерительный преобразователь частоты вращения (ИПЧВ) расположен непосредственно на валу турбины и состоит из ленточной пружины $F_{л}$ с грузами $G_{п}$, которые удерживаются радиальными пружинами $F_{р}$ [4, 14]. При изменении частоты вращения турбины под действием центробежной силы, развиваемой грузами $G_{п}$, ленточная пружина $F_{л}$ деформируется, сжимаясь или удлиняясь по горизонтальной оси, что приводит к изменению просвета δ между отбойным кольцом К и выходным соплом трубки, через которое вытекает масло из камеры 0, отверстие α , цилиндра струйного следящего золотника (ССЗ). В результате чего частота вращения преобразуется в давление масла.

Струйный следящий золотник (ССЗ) является элементом сравнения давлений (ЭСД) масла в камерах 0 и 1. Давление масла в камере 0 пропорционально действительной частоте вращения турбины, а в камере 1 давление масла пропорционально номинальной частоте вращения турбины, которое устанавливается с помощью дроссельных шайб ДШ задающего элемента ЗЭ. При номинальной частоте вращения турбины, $n = n_{ном}$, давление масла в камерах 0 и 1 одинаковое и букса $B_{ССЗ}$ струйного следящего золотника находится в положении покоя.

При $n = n_{ном}$ находится в состоянии покоя также букса $B_{ПЗ}$ промежуточного золотника ПЗ, так как давление масла в камерах 5 и 7 одинаковое.

Положение рычага ОБВ обратной связи промежуточного золотника ПЗ, опирающегося на упор A_1 при нагрузках турбины в диапазоне от $P_{Т,мин}$ до $P_{Т,макс}$ или на упор A_2 при нагрузках турбины от $P_{Т,х.х}$ до $P_{Т,мин}$, фиксируется положением поршня 4П цилиндра обратной связи ЦОС и поршней промежуточного золотника ПЗ. При $n = n_{ном}$ рычаг ОБВ находится в положении покоя.

При снижении частоты вращения давление масла в камере 0 увеличивается, так как просвет δ уменьшается, а при повышении частоты вращения уменьшается, так как просвет δ увеличивается. В результате букса струйного следящего золотника $B_{ССЗ}$ перемещается

по горизонтальной оси в том же направлении, что и кольцо К ленточной пружины ИПЧВ.

При перемещении букса B_{CC3} изменяет открытие окон 2 и 4, через которые масло под давлением уходит из камеры 3 к промежуточному золотнику ПЗ по трубопроводу $T_{ПЗ}$ и по трубопроводу С1 на слив.

Например, при $f > f_{ном}$ ($n > n_{ном}$) давление масла в камере 0 ССЗ уменьшается и букса B_{CC3} перемещается влево и приоткрывает окно 4 на слив масла. В результате чего давление масла в трубопроводе $T_{ПЗ}$ и в камере 7 промежуточного золотника ПЗ гидравлического усилителя ГУ снижается. Букса $B_{ПЗ}$ промежуточного золотника ПЗ под воздействием избыточного давления в камере 5 перемещается вверх относительно поршней 1П, 2П и 3П [4,14]. При этом поршнем 1П приоткрываются окна 8, соединяющие через просветы β_1 окно 9 трубопровода $T_{ЦОС}$ с трубопроводом слива С2 промежуточного золотника ПЗ. В результате падает давление в камере 12 цилиндра обратной связи ЦОС, промежуточного золотника ПЗ, и в камере 15 золотника исполнительного механизма ИМ.

Под избыточным усилием пружины 13 поршень 4П цилиндра ЦОС перемещается вверх и с помощью рычага 14 рычажной системы обратной связи приподнимает поршни 1П, 2П и 3П промежуточного золотника ПЗ, что приводит к закрытию окон 8 и прекращению снижения давления в трубопроводе $T_{ПЗ}$.

При понижении давления в камере 15, букса золотника исполнительного механизма $B_{ИМ}$ под воздействием избыточного усилия пружины 16 перемещается вверх, приоткрывая поршнем 5П окна 17. При открытии окон 17 масло из камеры 18 исполнительного механизма ИМ через просветы α_1 , трубопровод $T_{ИМ}$ и окна 19 поступает на слив в трубопровод С3. Давление в камере 18 исполнительного механизма ИМ падает и под воздействием избыточного усилия пружины 20 поршень 7П и связанный с ним через раму 21 регулирующий клапан турбины РК перемещаются вниз, уменьшая впуск пара в турбину. При этом поршень 7П, перемещаясь вниз, через рычажную систему обратной связи 22 перемещает поршни 4П, 5П и 6П золотника исполнительного механизма ИМ вверх, перекрывая просвет окна 17 слива масла из камеры 18. На этом переходный процесс регулирования заканчивается [14].

При понижении частоты вращения турбины, т.е. при $f < f_{ном}$, давление масла в камере 0 увеличивается, так как просвет δ уменьшается, и букса B_{CC3} перемещается вправо и прикрывает окно 4 на слив масла. Поэтому давление масла в трубопроводе $T_{ПЗ}$ и соответственно в камере 7 промежуточного золотника ПЗ

гидравлического усилителя ГУ увеличивается. Букса $B_{ПЗ}$ промежуточного золотника ПЗ под действием избыточного давления масла в камере 7 перемещается вниз относительно поршней 1П, 2П и 3П. При этом поршнем 2П приоткрываются окна 10, соединяющие через просветы β_2 окно 9 трубопровода $T_{ЦОС}$ с трубопроводом НЗ подачи масла под давлением. В результате повышается давление масла в камере 12 цилиндра обратной связи ЦОС, промежуточного золотника ПЗ, и в камере 15 золотника исполнительного механизма ИМ.

Под избыточным давлением масла в камере 12 поршень 4П цилиндра ЦОС перемещается вниз и с помощью рычага 14 опускает поршни 1П, 2П и 3П промежуточного золотника ПЗ, что приводит к закрытию окон 10 и прекращению поступления масла под давлением в цилиндр ЦОС.

При повышении давления в камере 15, букса золотника исполнительного механизма $B_{ИМ}$ перемещается вниз, приоткрывая поршнем 5П окна 17. При открытии окон 17, масло под давлением из трубопровода Н4 через просветы α_2 и трубопровод $T_{ИМ}$ поступает в камеру 18 исполнительного механизма ИМ. Под действием избыточного давления масла в камере 18 поршень 7П и связанный с ним регулирующийся клапан турбины РК поднимаются вверх, увеличивая впуск пара в турбину. При этом поршень 7П перемещаясь вверх, через рычажную систему обратной связи 22 перемещает поршни 4П, 5П и 6П золотника исполнительного механизма ИМ вниз, перекрывая просветы α_2 окна 17 подачи масла в камеру 18.

Ограничитель мощности турбины ОМ предназначен для ограничения перемещения буксы промежуточного золотника $B_{ПЗ}$ вниз.

Заданная частота вращения турбины устанавливается с помощью элемента изменения уставки ЭИУ путем смещения поршня струйного следящего золотника ССЗ рычагом, поворачиваемым червячным редуктором электродвигателя М или вручную.

Вопросы для самопроверки

1. Чем вызвана необходимость автоматического регулирования частоты?

2. Назовите основные методы автоматического регулирования частоты и активной мощности.

3. В чем заключается регулирование частоты и активной мощности по методу статических характеристик?

4. В чем заключается регулирование частоты и активной мощности по методу ведущего генератора?

5 В чем заключается регулирование частоты и активной мощности по методу ведущей электростанции?

6 В чем заключается регулирование частоты и активной мощности по методу мнимостатических характеристик?

7 В чем заключается регулирование частоты и активной мощности по методу интегрального отклонения частоты?

8. Как выглядят и чем отличаются статическая и астатическая характеристики автоматического регулирования частоты?

9. Поясните работу центробежного регулятора скорости вращения паровой турбины при $f_r > f_{r,ном}$?

10. Поясните работу центробежного регулятора скорости вращения паровой турбины при $f_r < f_{r,ном}$?

11. Поясните работу гидродинамического регулятора скорости вращения паровой турбины при $f_r > f_{r,ном}$?

12. Поясните работу гидродинамического регулятора скорости вращения паровой турбины при $f_r < f_{r,ном}$?