



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Интеллектуальные электрические сети»

Методические указания
к практическим занятиям
по дисциплине

Противоаварийная автоматика
в энергосистемах

Часть 1. Общая противоаварийная
автоматика

Автор
Шелест В.А.,

Ростов-на-Дону, 2021

Аннотация

Методические указания предназначены для подготовки магистров всех форм обучения по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» Методические указания состоят из двух частей: «Общая противоаварийная автоматика» и «Системная противоаварийная автоматика».

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

Автор



доцент, к.т.н.
кафедры ИЭС
Шелест В.А.

© Шелест В.А., 2021
© Донской государственный
технический университет, 2021





Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.
ОБЩИЙ ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ	5
АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПУСК И ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ МАШИН6
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЛЭП С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ.	14
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЛЭП С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ ...	20
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА ПИТАЮЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ	27
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УСТРОЙСТВО АВР.....	37
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	40

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих указаниях рассматриваются принципы работы общей противоаварийной автоматики, управляющей процессами производства, распределения и потребления электрической энергии.

Рассматриваются вопросы синхронизации генераторов при включении их на параллельную работу с энергосистемой. Важными являются вопросы автоматического пуска и включения синхронных машин с применением устройств самосинхронизации и точной синхронизации.

Уделено внимание важному решению вопроса восстановления электроснабжения потребителей путем применения автоматического повторного включения после отключения релейной защитой линии односторонним питанием. Рассматривается успешное восстановление электроснабжения при самоустранении короткого замыкания.

Обращается внимание на сложность применения автоматического включения на линиях двусторонним питанием. Показана необходимость контроля синхронизма методами улавливания или ожидания синхронизма.

Показано для понизительных подстанций с одним трансформатором применение автоматического повторного включения силового трансформатора. Обращено внимание на запрет применения повторного включения при внутренних повреждениях трансформатора.

Изучаются методы автоматического восстановления электроснабжения потребителей путем включения резервных источников питания. Для поддержания непрерывности технологических процессов рассмотрено включение резервного оборудования (например, включение резервных питательных насосов на электростанции).

Успешному выполнению заданий по практическим занятиям способствует знание основ электротехники и электроники.

Применение компьютерных технологий позволяет ускорить анализ, исследования и расчеты по практическим заданиям. Рекомендуется использовать программы Microsoft Office, Multisim и MBTU.

Темы практических занятий соответствуют рабочей программе изучаемой дисциплины.

Методика проведения практических занятий содержит элементы научных исследований.

В методических указаниях обозначается цель выполняемой работы, даются общие сведения по теме практического занятия, подробно изложен порядок выполнения работы, указаны требования к содержанию отчета и приведены контрольные вопросы.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ.

1.Выполнению заданий предшествует изучение теоретической части раздела «Общая противоаварийная автоматика» по дисциплине «Противоаварийная автоматика в энергосистемах».

2.Практические занятия состоят из 5 частей:

- Автоматические устройства самосинхронизации синхронных генераторов. Автоматические устройства точной синхронизации синхронных генераторов.
- Автоматическое повторное включение линии электропередачи с односторонним питанием.
- Автоматическое повторное включение линии электропередачи с двусторонним питанием.
- Автоматическое повторное включение трансформатора на понизительных подстанциях в распределительной электрической сети.
- Автоматика включения резервного питания для восстановления электроснабжения и оборудования для поддержания непрерывности технологического процесса.

3.Индивидуальные задания по практическим занятиям выдаются преподавателем.

4.Рекомендуется выполненные задания печатать (формат А4). Текст и формулы набираются в редакторе Word. Рисунки и графики выполняются в графическом редакторе.

5.Необходимо использовать титульный лист установленного образца.

6.Страницы отчета по всем частям изучаемой дисциплины помещаются в один файл *.docx. Название файлу присваивается согласно примеру: «ЭЛ42_ПетровИК_ОтчетПЗ_ПААвЭНС.docx. При не соблюдении этого требования отчет попадает в спам.

7.При защите необходимо показать знание материала, изложенного в отчете.

Без защищенных выполненных заданий студент к экзамену не допускается.

Практическое занятие № 1

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПУСК И ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ МАШИН1. Цель работы

В процессе выполнения работы изучить методы и схемы типовых устройств синхронизации генераторов при включении на параллельную работу с энергосистемой.

2. Общие сведения

Автоматическая синхронизация СГ выполняет функции превентивного и восстановительного противоаварийного управления для ликвидации дефицита мощности.

Операции при синхронизации СГ:

- регулирование скорости вращения – оборотов турбины с СГ на ее валу;
- регулирование возбуждения – тока ротора СГ;
- подача команды на включение генераторного выключателя.

Различают синхронизацию автоматическую, при которой все операции производятся специальными автоматическими устройствами без вмешательства персонала, и полуавтоматическую, при которой некоторые операции выполняются персоналом (например, регулирование скорости вращения синхронизируемого генератора). В настоящее время преимущественно применяются: автоматическая синхронизация – на ГЭС, полуавтоматическая – на ТЭС и АЭС.

Для включения синхронных генераторов на параллельную работу применяются два способа: самосинхронизация и точная синхронизация.

Последовательность операций (алгоритм) при самосинхронизации: невозбужденный генератор разворачивается турбиной до скорости, близкой к синхронной, затем включается в сеть выключателем в цепи статора, после чего сразу же подается возбуждение и происходит втягивание ротора в синхронизм. Включение невозбужденного генератора всегда сопровождается толчком тока, называемого уравнильным, который соизмерим с током трехфазного КЗ на выводах генератора.

Последовательность операций (алгоритм) при точной синхронизации: генератор разворачивается до подсинхронных оборотов, затем возбуждается и при выполнении определенных условий подается команда на включение выключателя. Этими условиями являются:

1) Приблизительное равенство частот синхронизируемого генератора и сети. Выполнение этого условия обеспечивается регулированием впуска энергоносителя в турбину (воды, пара, газа);

2) Приблизительное равенство напряжений генератора U_g и узла сети U_c , к которому СГ подключается. Выполнение этого условия обеспечивается регулированием возбуждения СГ;

3) Подача команды на включение выключателя с таким опережением момента совпадения U_g и U_c по фазе, чтобы в момент замыкания контактов выключателя сдвиг фаз был близок к нулю.

При точном соблюдении условий 2 и 3 толчок уравнильного тока отсутствует.

Возможность быстрого включения генератора в аварийных условиях является главным преимуществом способа самосинхронизации. Недостаток же самосинхронизации состоит в возникновении значительных толчков уравнильного тока и мощности.

3. Изучение устройств самосинхронизации

На рис.1.1. приведена схема устройства полуавтоматической самосинхронизации для ТЭС.

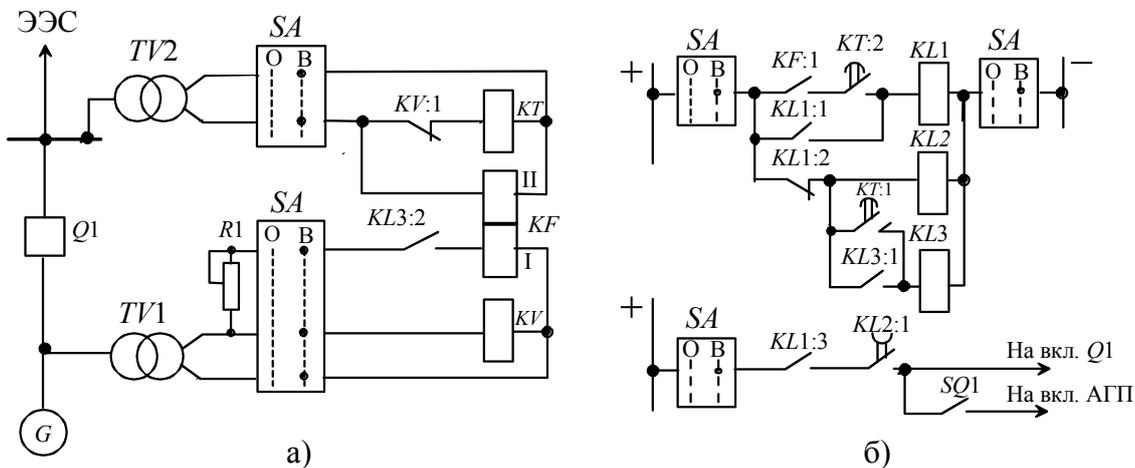


Рис. 1.1. Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации:
а) – цепи переменного напряжения; б) – цепи оперативного тока

Основным элементом устройства является реле разности частот KF , подключаемое к $TV1$ и $TV2$ и срабатывающее при $|f_s| \leq f_{s\text{ср}}$. Его особенности: 1) обмотка I включается на напряжение невозбужденного генератора (остаточное) через реостат $R1$, настраиваемый при наладке. При возбуждении генератора обмотка термически неустойчива и должна отключаться; 2) в момент подачи напряжения на обмотки KF оно может кратковременно замыкать свой контакт $KF:1$. В связи с этими особенностями KF в схему введены: реле времени KT , максимальное реле напряжения KV , промежуточное реле $KL3$.

Работа схемы

Первый интервал:

- После разворота генератора G включают ключ самосинхронизации SA , замыкаются его контакты в цепях переменного напряжения и оперативного тока.
- В цепях переменного напряжения KV не срабатывает от остаточного напряжения генератора, поэтому через его замкнутый контакт $KV:1$ происходит пуск реле KT .
- Напряжение сети через $TV2$ подается на обмотку II реле KF , которое может кратковременно замкнуть контакт $KF:1$ в цепи оперативного тока, разомкнутой на контакте $KT:2$.
- Через замкнутый контакт $KL1:2$ срабатывает $KL2$, замыкает контакт $KL2:1$ и подготавливает цепь на включение $Q1$.

Второй интервал:

- Реле KT замыкает проскальзывающий контакт $KT:1$.
- Срабатывает $KL3$, "самоподхватывается" через контакт $KL3:1$ и контактом $KL3:2$ подает остаточное напряжение генератора через $TV1$ и $R1$ на обмотку I реле KF .

- Реле KF устойчиво сработает, когда разность частот напряжения сети и остаточного напряжения генератора станет меньше уставки.

Третий интервал:

- Реле KT замыкает упорный контакт $KT:2$ и реле KF замыкает контакт $KF:1$.
- Срабатывает реле $KL1$, "самоподхватывается" через контакт $KL1:1$.
- Контакт $KL1:2$ размыкает цепь обмоток реле $KL2$ и $KL3$, которые возвращаются,
- Контакт $KL1:3$ замыкает цепь включения выключателя $Q1$. Реле $KL2$ имеет замедление при возврате, достаточное для включения $Q1$ и через вспомогательный контакт $SQ1$ – автомата гашения поля АГП, подающего возбуждение на генератор.
- Контакт $KL3:2$ размыкает цепь обмотки I реле KF , чем предотвращается ее перегорание при подаче напряжения сети на генератор.
- Возбужденный генератор втягивается в синхронизм. Персонал отключает SA . Схема возвращается в исходное состояние.

На гидроэлектростанциях процессы пуска и остановки агрегатов полностью автоматизированы. Самосинхронизация при этом входит в цикл пуска как завершающая операция и осуществляется без вмешательства персонала. Для контроля скольжения генератора относительно сети применяются индукционные, полупроводниковые или микропроцессорные реле разности частот KF (РРЧ), показанные на рис. 1.2.

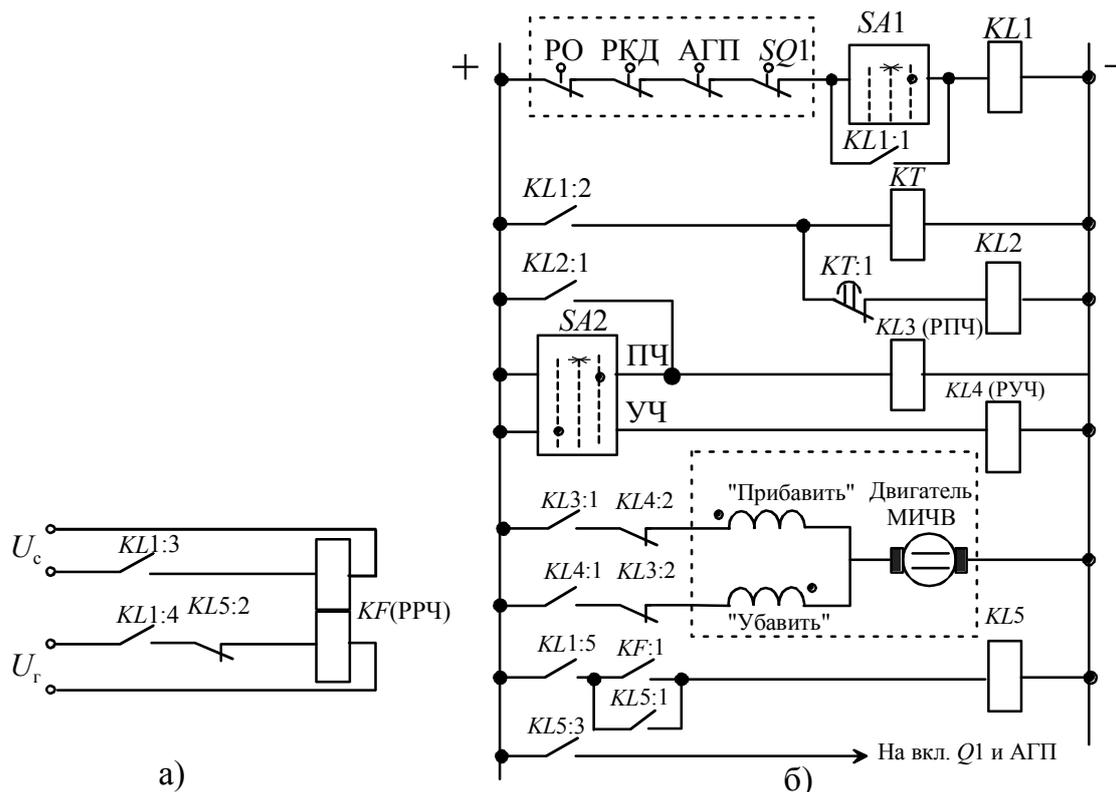


Рис. 1.2. Схема устройства автоматической самосинхронизации гидрогенератора:
 а – цепи переменного напряжения; б – цепи оперативного тока

Цепи переменного напряжения включены через трансформаторы напряжения (на схеме не показаны) на напряжение сети U_c и остаточное напряжение генератора U_r . Пуск гидрогенератора разрешается, если замкнуты контакты реле остановки PO , реле контроля давления масла $PKД$, автомата гашения поля АГП

(АГП отключен), блок-контакт генераторного выключателя $SQ1$ (выключатель отключен).

Работа схемы.

Первый интервал:

- Команда подается кратковременным включением ключа управления $SA1$.
- Срабатывает $KL1$ – реле автоматического пуска, которое замыкает свои контакты: $KL1:1$ – “самоподхват” $KL1$; $KL1:2$ – включение реле времени KT и промежуточного реле $KL2$; $KL1:3$, $KL1:4$ – подача напряжений сети и генератора на обмотки KF (РПЧ); $KL1:5$ – подготовка цепи включения выходного промежуточного реле $KL5$.
- Реле $KL2$ контактом $KL2:1$ включает реле $KL3$ (РПЧ) на время срабатывания реле KT (до размыкания контакта $KT:1$). В течение этого времени замкнута цепь “Прибавить” двигателя механизма изменения частоты вращения МИЧВ.
- Уставка $KT:1$ подбирается такой, чтобы МИЧВ вышел на уставку $\omega_{ном}$.

Второй интервал:

- Под действием МИЧВ регулятор частоты вращения увеличивает открытие направляющего аппарата и турбина разгоняется, повышается частота $U_{г}$.

Третий интервал:

- При заданном скольжении срабатывает реле KF (РПЧ) и замыкает цепь реле $KL5$,
- Которое контактом $KL5:1$ шунтирует контакт $KF:1$, контактом $KL5:2$ размыкает цепь обмотки KF (РПЧ) во избежание ее повреждения, контактом $KL5:3$ подает команду на включение $Q1$ и АГП.
- После их включения размыкается цепь реле автоматического пуска $KL1$ и схема возвращается в исходное состояние.

В схеме предусмотрена возможность ручной подгонки частоты с помощью ключа $SA2$: ПЧ – «прибавить частоту», УЧ – «убавить частоту».

На схеме: РПЧ – реле разности частот; РО – реле остановки; РКД – реле контроля давления масла; АГП – автомат гашения поля; РПЧ, РУЧ – реле “прибавить”, “убавить” частоту вращения; МИЧВ – механизм изменения частоты вращения.

4. Расчет уставок устройства точной синхронизации СА-1

Устройства точной синхронизации постоянно совершенствовались. В самом начале такое устройство было выполнено на электромеханических реле. Впоследствии для модернизации применили транзисторы, а затем микросхемы. Современные устройства точной синхронизации выполнены на микроконтроллерах. При этом алгоритм работы этих устройств, практически не изменялся. На рис. 1.3. показана функциональная схема синхронизатора СА-1.

На рис. 1.3.:

- U_0 - измерительный преобразователь – статический фазометр;
- AD1, AD2 – дифференцирующие усилители;
- AW1, AW2 – суммирующие усилители;

EA1, EA2 – компараторы (схемы сравнения с нуль-индикатором);
 УО – устройство опережения; УКС – устройство контроля скольжения;
 УКН – устройство контроля напряжений; ЭлЗ – элемент запрета;
 УЧ – уравниватель частот; ЛЧ – логическая часть;
 ЭлС – элемент сигнализации о неисправности логической части.

Устройство опережения ($AD1, AD2, AW1, EA1$), подключенное к измерительному преобразователю U_{Θ} , реализует уравнение-алгоритм УО (1) и подает сигнал на включение выключателя $Q1$ через логическую часть ЛЧ, если нет запрета.

Устройство контроля скольжения УКС запрещает включение, если не выполняется условие-алгоритм УКС (2). Кроме того, введены дополнительные ограничения по предельно возможному углу опережения $\delta_{оп} \leq 2\pi/3$ и частоте скольжения $f_s \leq 1$ Гц, допускаемым конструкцией синхронизатора.

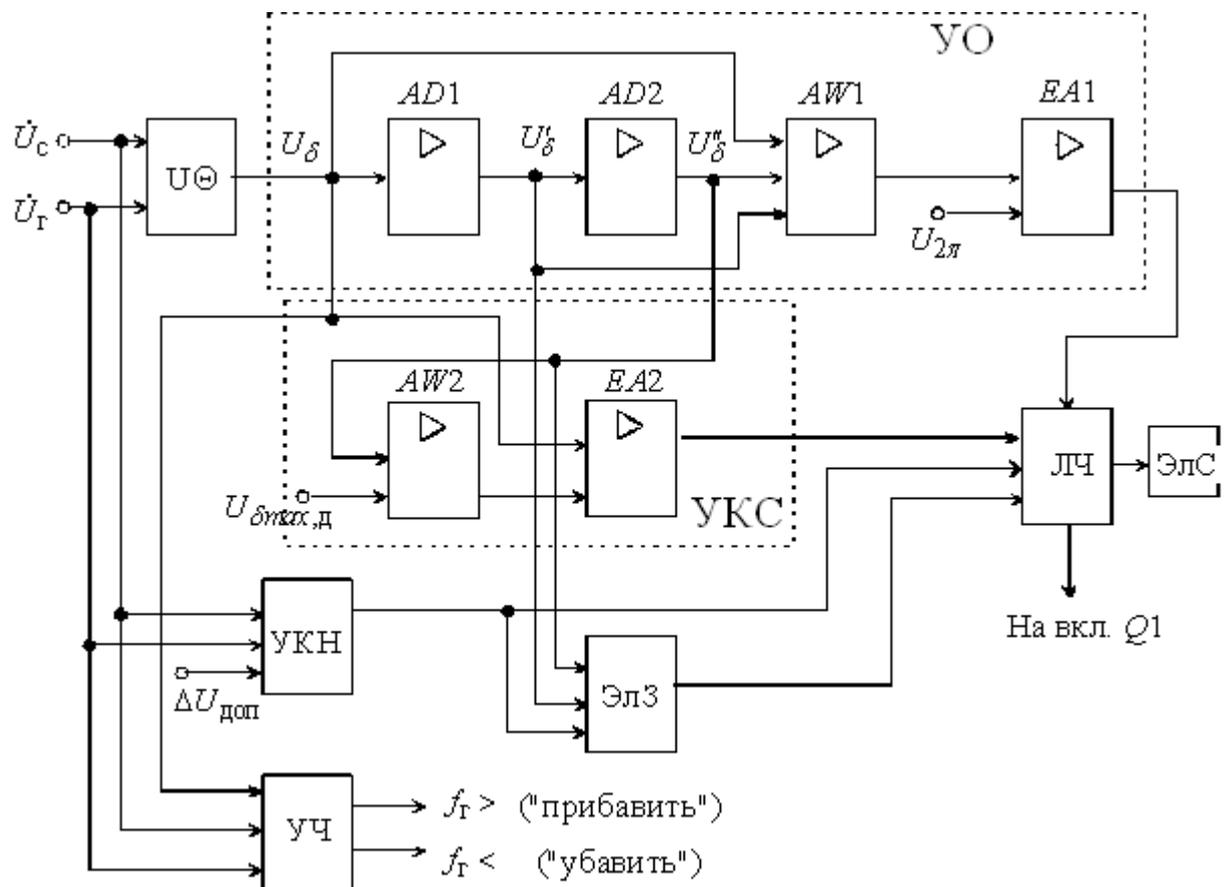


Рис. 1.3. Функциональная схема синхронизатора СА-1

Устройство контроля напряжений УКН запрещает включение, если $|U_c - U_r| \geq \Delta U_{доп}$ (до $0,15U_{ном}$). Уставка $\Delta U_{доп}$ выбирается по конкретным условиям.

Элемент запрета ЭлЗ предотвращает неправильные действия синхронизатора при подаче или снятии синхронизируемых напряжений.

Уравниватель частот УЧ подгоняет разность частот не к нулю, а к задаваемому минимальному значению (с зоной нечувствительности).

Ниже рассмотрен расчет уставок синхронизатора СА-1.

Исходные данные. Конденсационная электростанция (КЭС) состоит из блоков с генераторами ТВВ-320-2 и имеет связь с системой по нескольким линиям. Время включения генераторного выключателя типа ВВГ-20-160/12500 составляет 0,14 с, разброс по времени включения 0,04 с, погрешности синхронизатора $\Delta t_{c*} = 0,02$, $\Delta \delta_c = 0,05$ рад.

В примере рассмотрим включение в процессе синхронизации любого генератора, например, Г5. Расчёт параметров синхронизатора начинаем с составления схемы замещения и определения значений сопротивлений и ЭДС её элементов. Все генераторы должны быть представлены в схеме замещения сверхпереходными сопротивлениями, приведенными к относительным номинальным единицам генератора.

Схема замещения преобразовывается к виду, показанному на рис. 1.4.

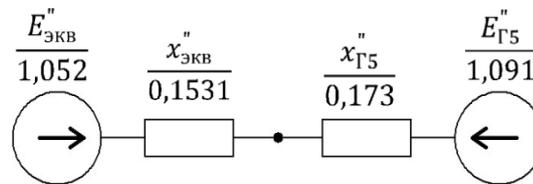


Рис. 1.4. Эквивалентная схема замещения

В качестве критерия допустимости включения генератора используется коэффициент запаса по моменту на валу генератора $K_M \geq 2$. Этот коэффициент нормируется и означает, что при включении генератора на параллельную работу возникающий электромагнитный момент должен быть как минимум в 2 раза меньше момента при трехфазном КЗ.

Допустимый ток включения генератора определяем по формуле:

$$I_{\text{вкл доп}^*} \leq \frac{1}{2K_M * x''_{Г5}}$$

$$I_{\text{вкл доп}^*} \leq \frac{1}{2 * 2 * 0,173} = 1,445$$

Принимаем с запасом $I_{\text{вкл доп}^*} = 1$.

Максимально допустимый угол включения (максимально допустимый угол ошибки) определяем по формуле:

$$\delta_{\text{вкл max доп}} \approx I_{\text{вкл доп}^*} (x''_{Г5} + x''_{\text{ЭКВ}})$$

$$\delta_{\text{вкл max доп}} \approx 1 * 0,173 + 0,1531 = 0,3261 \text{ рад (18,68}^\circ\text{)}$$

Максимально допустимая угловая частота скольжения определяется по формуле:

$$\omega_{S \text{ max доп}} = \frac{\delta_{\text{вкл max доп}} - \Delta \delta_c}{t_{\text{ВВ}} (\Delta t_{\text{В}^*} + \Delta t_{c^*})}, \quad \text{рад/с}$$

$$\omega_{S \text{ max доп}} = \frac{0,3261 - 0,05}{0,14(0,04 + 0,02)} = 32,87 \text{ рад/с}$$

Или допустимая частота скольжения:

$$f_{S \text{ max доп}} = \frac{\omega_{S \text{ max доп}}}{2\pi} = \frac{32,87}{2\pi} = 5,23 \text{ Гц}$$

Расчетное значение максимально допустимой частоты скольжения превышает максимально возможное для синхронизатора СА-1, поэтому в качестве уставки принимаем

$$f_{S \max \text{ доп}} = 2,5 \text{ Гц}; \quad \omega_{S \max \text{ доп}} = 2,5 * 2\pi = 15,71 \text{ рад/с.}$$

Тогда максимально допустимый угол опережения равен:

$$\delta_{\text{оп max доп}} = 180 * \omega_{S \max \text{ доп}} * t_{\text{вв}} / \pi = 180 * 15,71 * 0,14 / \pi = 126^{\circ}.$$

В качестве уставки принимаем максимально возможное для синхронизатора значение допустимого угла опережения 120° .

Для проверки синхронной устойчивости необходимо внести изменения в схему замещения, поскольку рассчитываются процессы после включения генератора и к этому времени сверхпереходные составляющие уже затухают. Все генераторы должны быть представлены в схеме замещения переходными сопротивлениями, а сама схема замещения имеет точно такой же вид. В рамках контрольной работы допускается пренебречь изменениями в эквивалентной энергосистеме, на которую работает электростанция и считать сопротивление системы неизменным. В действительности такое допущение оправдывается, поскольку для крупных энергосистем это изменение может быть на уровне нескольких процентов. После замены сверхпереходных сопротивлений генераторов на переходные и преобразования схемы замещения к виду, показанному на рисунке 1, получаем новые значения сопротивлений:

$$x'_{Г5} = 0,26 \quad \text{и} \quad x'_{\text{эКВ}} = 0,16$$

Определяем относительную максимально допустимую угловую частоту скольжения:

$$\omega_{S*} = \omega_{S \max \text{ доп}} / (2\pi f_{\text{НОМ}}) = 15,71 / (2\pi * 50) = 0,05$$

Далее рассчитываем максимальный угол вылета ротора с учетом ω_{S*} и T_J . Механическая постоянная инерции агрегата T_J — это время, в течение которого ротор машины под действием момента, определённого по номинальной полной мощности при $\cos\varphi = 1$, разгоняется из неподвижного состояния до номинальной частоты вращения. Это время следует определять с учётом турбины. Значения $T_J = 5,3$ с для генератора ТВВ-800-2.

Максимальный угол вылета ротора:

$$\delta_{\text{выл max}} = \arccos[\cos\delta_{\text{вкл max доп}} - 157 x'_{Г5} + x'_{\text{эКВ}} T_J \omega_{S*}^2]$$

$$\delta_{\text{выл max}} = \arccos[\cos 18,68^{\circ} - 157 * 0,26 + 0,16 * 5,3 * 0,05^2] = 85,5^{\circ}$$

Полученный максимальный угол вылета меньше предельно допустимого 180° , следовательно, синхронная устойчивость генератора после включения с углом $18,68^{\circ}$, будет обеспечена. Тогда окончательно принимаем уставки по максимальному углу опережения 120° и скольжению 2,5 Гц.

Таблица 3- исходные данные для расчета уставок синхронизатора СА-1.

Предпоследняя цифра номера зачетки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Переходное сопротивление генератора, *н	0,3	0,31	0,25	0,27	0,273	0,304	0,314	0,263	0,203	0,217
Сверхпереходное сопротивление генератора, *н	0,195	0,204	0,165	0,19	0,19	0,213	0,214	0,183	0,138	0,146

Механическая постоянная инерции турбогенератора, с	6,5	6,8	7,5	7,1	7,4	8,0	7,6	7,85	8,25	8,1
Последняя цифра номера зачетки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Переходное эквивалентное сопротивление, *н	0,165	0,17	0,175	0,18	0,185	0,190	0,195	0,2	0,205	0,21
Сверхпереходное эквивалентное сопротивление, *н	0,145	0,15	0,155	0,16	0,165	0,170	0,175	0,18	0,185	0,19

5 Содержание отчета

- 5.1. Наименование практического занятия.
- 5.2. Цель практического занятия.
- 5.2. Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации.
- 5.4. Схема устройства автоматической самосинхронизации.
- 5.5. Функциональная схема синхронизатор СА-1.
- 5.6. Рассчитанные уставки синхронизатора СА-1.
- 5.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Последовательность операций при самосинхронизации.
- 6.2. Последовательность операций при точной синхронизации.
- 6.3. Перечень элементов устройства полуавтоматической самосинхронизации.
- 6.4. Перечень элементов устройства автоматической самосинхронизации.
- 6.5. Для чего вычисляется ток включения генератора?
- 6.6. Что такое угол опережения?
- 6.7. Ваши предложения по совершенствованию синхронизации.

7. Используемая литература и другие источники информации.

Практическое занятие № 2

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЛЭП
С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ***1. Цель работы*

В процессе выполнения работы изучить требования к устройствам АПВ, схемы пуска АПВ, временную диаграмму событий неуспешного цикла АПВ и методику расчета параметров настройки АПВ.

2. Общие сведения

При неустойчивых повреждениях отключение электроустановки и повторное ее включение через некоторое время, необходимое для деионизации, восстанавливает нормальный режим работы. Автоматическое отключение выполняется релейной защитой, автоматическое повторное включение – устройствами АПВ.

Опыт эксплуатации устройств АПВ показал, что этот вид восстановительной автоматики является эффективным средством повышения надежности энергосистемы.

Доля успешных АПВ на ВЛ составляет:

110 - 220 кВ	–	75 – 80%;
330 кВ	–	65 – 70%;
500 - 750 кВ	–	около 50%.

Время действия АПВ (от момента отключения выключателя до подачи команды на включение) обычно составляет от 0,5 с до нескольких секунд.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ.

Требования к устройствам АПВ:

1. Устройство АПВ должно срабатывать во всех случаях автоматического, в том числе и самопроизвольного, отключения выключателя и не должно срабатывать при оперативных отключениях выключателя персоналом.

Для выполнения этого требования осуществляется пуск устройства АПВ, как правило, от несоответствия положения выключателя (“отключен”) предшествующей оперативной команде (“включить”).

Схемы пусковых цепей АПВ, реализующих указанный принцип, показаны на рис. 2.1, где SA – ключ управления выключателем с фиксацией положений “Включено”, “Отключено” – типа КФ (рис. 3.1,а) и без фиксации (с возвратом) – типа КВ (рис. 3.1,б); KQT, KQC – реле положения “Отключено” и “Включено” из схемы управления выключателем; KQQ – двустабильное реле фиксации оперативных команд; ТУ – контакт устройства телеуправления.

2. Устройство АПВ не должно срабатывать при автоматическом (от РЗ) отключении выключателя, когда это отключение произошло сразу же после его оперативного включения от ключа управления или от ТУ.

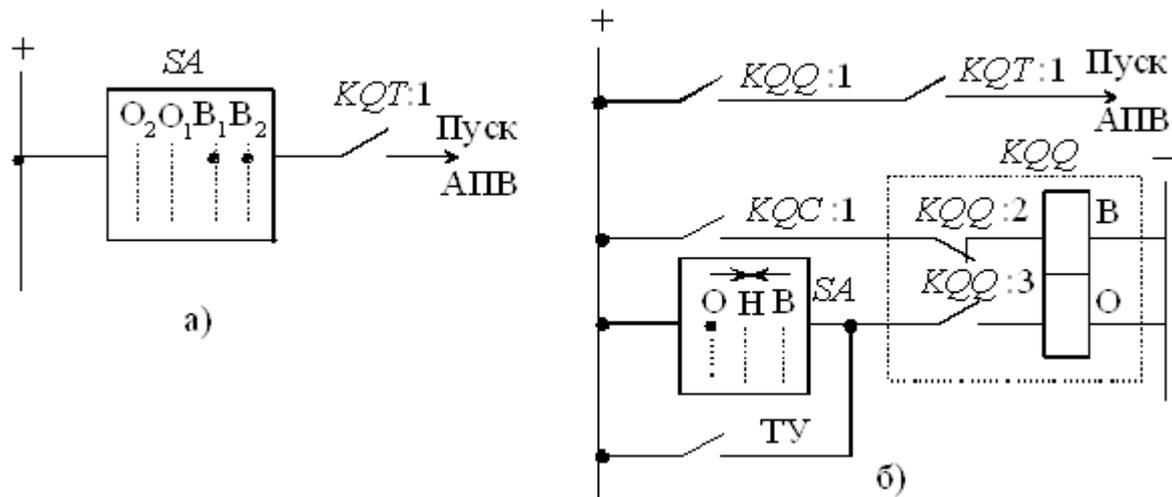


Рис. 2.1. Схемы пусковых цепей АРВ

Для выполнения этого требования готовность к действию устройства АРВ должна наступать не сразу, а спустя несколько секунд () после включения выключателя:.

$$t_{\text{подг}} > t_{\text{с.з1}} + t_{\text{о.в}} + \Delta t_{\text{зап}}$$

где $t_{\text{с.з1}}$, $t_{\text{о.в}}$, $\Delta t_{\text{зап}}$ - время срабатывания РЗ (до АРВ), отключения выключателя и запаса.

3. Схемы АРВ должны допускать возможность их срабатывания при соблюдении дополнительных условий (отсутствие напряжения на электроустановке или наоборот – наличие напряжения, наличие синхронизма напряжений с двух сторон выключателя, допустимое давление воздуха в воздушном выключателе, восстановление частоты в сети и т.д.).

Обеспечивается это требование, в частности, введением замыкающего контакта соответствующего реле контроля в цепь пуска АРВ.

4. Устройство АРВ должно обеспечивать выдержку времени (от пуска до срабатывания) , которая необходима для:

- создания бестоковой паузы , превышающей время деионизации среды в месте повреждения ();
- восстановления готовности привода выключателя к работе () и восстановления отключающей способности выключателя ().

Работу АРВ в неуспешном цикле иллюстрирует временная диаграмма (рис. 2.2), где $t_{\text{с.з1}}$, $t_{\text{с.з2}}$, $t_{\text{о.в}}$, $t_{\text{в.в}}$ - время срабатывания РЗ до АРВ, после АРВ, отключения (О) и выключения (В) выключателя.

Из диаграммы следуют условия выбора :

$$t_{\text{б.п}} = t_{\text{АРВ}} + t_{\text{в.в}} > t_{\text{д.с}};$$

$$t_{\text{о.в}} + t_{\text{АРВ}} > t_{\text{т.п}};$$

$$t_{\text{АРВ}} + t_{\text{в.в}} + t_{\text{с.з2}} > t_{\text{т.в}}.$$

С целью повышения надежности работы энергосистемы и потребителей желательно уменьшать $t_{\text{АРВ}}$, а для повышения вероятности успешного АРВ – увеличивать.

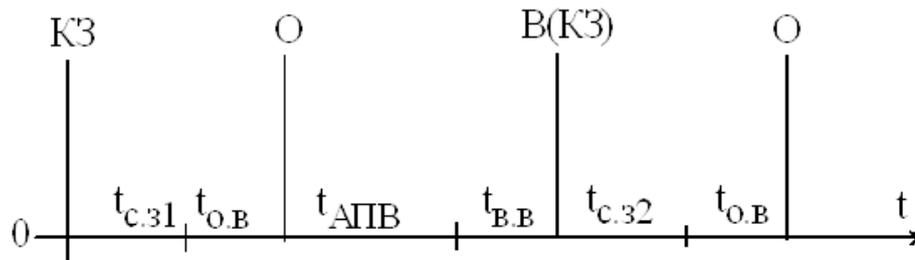


Рис. 2.2. Временная диаграмма событий неуспешного цикла АПВ

5. Схемы АПВ должны допускать возможность блокировки ("запрета") их действия после пуска при срабатывании отдельных защит. Например, не допускается, как правило, действие АПВ трансформатора при внутреннем повреждении, когда срабатывает газовая или дифференциальная защита, при отключении выключателя устройством АЧР и в др. случаях. Операция "запрет" выполняется как "сброс памяти" о готовности АПВ к действию.

6. Устройство АПВ должно обеспечивать заданную кратность действия.

Цикл однократного АПВ: $O \xrightarrow{(t_{АПВ1})} B \rightarrow O$; цикл двукратного АПВ: $O \xrightarrow{(t_{АПВ1})} B \rightarrow O \xrightarrow{(t_{АПВ2})} B \rightarrow O$.

Выполнение этого требования обычно обеспечивается выбором времени по условию:

$$t_{подг(1,2)} > t_{c.32} + t_{o.в} + t_{АПВ(1,2)} + \Delta t_{зап}.$$

7. Длительность сигнала от АПВ на включение выключателя должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

8. При любых неисправностях в устройстве АПВ схема управления выключателем не должна допускать многократные включения на КЗ ("прыгания").

3. Расчет параметров настройки АПВ

Расчет сводится к определению следующих величин:

- 1) $t_{АПВ}$, т.е. выдержки времени замыкания контакта реле времени, определяющей момент замыкания цепи на включение выключателя от АПВ;
- 2) $t_{дебл}$, т.е. времени заряда конденсатора С до напряжения срабатывания $U_{ср}$ промежуточного реле ускорения защиты;
- 3) зарядного сопротивления R .

Выдержка времени $t_{АПВ}$ должна определяться с учетом того, что в выражение для $t_{АПВ}$ не должно входить время отключения выключателя $t_{o.в.}$, так реле времени РВ, создающее выдержку $t_{АПВ}$, получает питание лишь после отключения выключателя. Поэтому для $t_{АПВ}$ можно записать так:

$$t_{АПВ} = t_{г. п} + t_{зап};$$

$$t_{АПВ} = t_{д. с} + t_{зап}.$$

Выдержка времени $t_{дебл}$ определяется с учетом того, что в выражение для $t_{дебл}$ не должно входить время $t_{АПВ}$ и $t_{в.в.}$, так как конденсатор может заряжаться только при включенном выключателе. Поэтому выражение принимает вид

$$t_{\text{дебл}} \geq t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + t_{\text{зар.}}$$

Напряжение батареи известно и обычно равно $U_0=110$ В, емкость конденсатора C выбирается заводом, поставляющим устройства АПВ. Зная время заряда конденсатора $t_{\text{зар}} = t_{\text{дебл}}$, можно определить величину зарядного сопротивления R , исходя из следующих соображений. Как известно, при заряде конденсатора на его обкладках со временем t напряжение нарастает по закону

$$U_c = U_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{RC}} \right).$$

До значения срабатывания промежуточного реле напряжение нарастает за время $t_{\text{зар}}$. Тогда

$$U_{\text{сп}} = U_0 \left(1 - e^{-\frac{t_{\text{зар}}}{RC}} \right).$$

После преобразования этого выражения получим

$$U_{\text{сп}} - U_0 = -U_0 e^{-\frac{t_{\text{зар}}}{RC}}$$

и

$$\frac{U_{\text{сп}} - U_0}{U_0} = -e^{-\frac{t_{\text{зар}}}{RC}} = -\frac{1}{e^{\frac{t_{\text{зар}}}{RC}}}$$

или

$$\frac{t_{\text{зар}}}{e^{RC}} = \frac{U_0}{U_0 - U_{\text{сп}}}$$

Прологарифмировав, получим

$$\frac{t_{\text{зар}}}{RC} = \ln \frac{U_0}{U_0 - U_{\text{сп}}},$$

откуда искомое зарядное сопротивление, обозначенное в схеме через R ,

$$R = \frac{t_{\text{зар}}}{C \ln \frac{U_0}{U_0 - U_{\text{сп}}}}.$$

4. Пример расчета

Дано: 1. На радиальной линии напряжением 110 кВ с односторонним питанием, оборудованной устройством АПВ, установлен выключатель с приводом.

2. Емкость конденсатора $C = 20$ мкФ, напряжение батареи $U_6 = 110$ В, напряжение срабатывания промежуточного реле $U_{cp} = 65$ В.

3. Наибольшая выдержка времени релейной защиты, действующей на отключение выключателя после его включения на короткое замыкание от устройства АПВ, $t_{р.з.} = 5$ с.

Требуется: 1. Рассчитать выдержку времени $t_{АПВ}$ определяющую момент замыкания цепи на включение выключателя от АПВ, т. е. время замыкания контакта реле времени.

2. Рассчитать время деблокировки $t_{дебл}$, определяющее момент возврата устройства АПВ в исходное положение, т. е. положение готовности к последующему действию. Это будет также время $t_{зар}$ заряда конденсатора C .

3. Определить зарядное сопротивление в схеме заряда конденсатора из условия обеспечения необходимого времени заряда $t_{зар}$.

Решение. По данным время деионизации среды на линии напряжением 110 кВ $t_{д.с.} = 0,15$ с. Принимаем, что время готовности привода $t_{г.п.}$ не превышает этого значения. Тогда получим.

$$t_{АПВ} = t_{д.с.} + t_{зап} = 0,15 + 0,15 = 0,3 \text{ с.}$$

Выдержка времени $t_{дебл}$ или необходимое время заряда конденсатора $t_{зар}$ определим по формуле:

$$t_{дебл} = t_{р.з.} + t_{о.в.} + t_{зап} = 5,0 + 0,35 + 1,0 = 6,35 \text{ с,}$$

и так как $6,35 < (8 \dots 10)$ с, то согласно инструкции принимаем $t_{дебл} = 10$ с. Зарядное сопротивление определим по формуле:

$$R = \frac{t_{зар} \cdot U_6}{C \ln \frac{U_6}{U_6 - U_{cp}}} = \frac{10}{20 \cdot 10^{-6} \cdot \ln \frac{110}{110 - 65}} = 560 \text{ 000 Ом.}$$

5 Содержание отчета

- 5.1. Наименование практического занятия.
- 5.2. Цель практического занятия.
- 5.2. Схема пусковой цепи АПВ при отсутствии телемеханики.
- 5.4. Схема пусковой цепи АПВ при наличии телемеханики.
- 5.5. Временная диаграмма событий неуспешного цикла АПВ.
- 5.6. Рассчитанные параметры настройки АПВ.
- 5.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Назначение АПВ.
- 6.2. Доля успешных АПВ.
- 6.3. Требования, предъявляемые к АПВ.
- 6.4. Для чего применяется ускорение релейной защиты.
- 6.5. С помощью какого элемента в схеме АПВ обеспечивается его однократное действие.
- 6.6. На что влияет величина зарядного сопротивления.
- 6.7. Ваши предложения по совершенствованию АПВ.

7. Используемая литература и другие источники информации.

Практическое занятие № 3

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ
ЛЭП С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ**

 1. Цель работы

В процессе выполнения работы изучить условия работы АПВ при двустороннем питании линии и принципы построения АПВ, учитывающие возможности несинхронной работы генераторов. Выполнить расчеты для определения допустимости применения несинхронного АПВ без учета и с учетом нагрузки.

 2. Общие сведения

На рис.3.1 показана схема с двусторонним питанием линии. Устройства РЗ и АПВ действуют на выключатели Q1 и Q2 по концам линии.

Особенности трехфазного АПВ обусловлены наличием двух источников питания по концам линии и возможностью нарушения их синхронной параллельной работы после отключения линии.

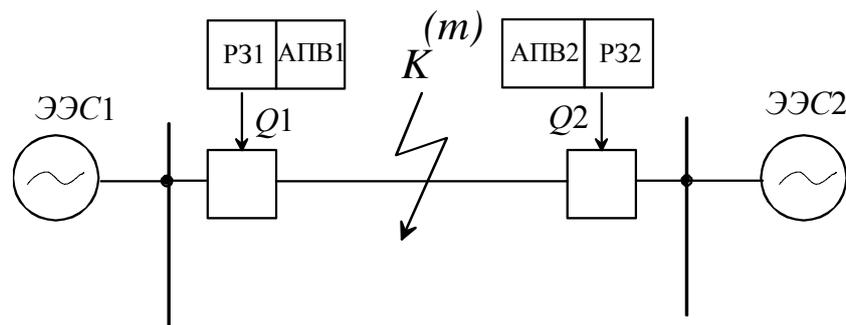


Рис. 3.1. Схема ВЛ с двусторонним питанием

Первая особенность состоит в том, что деионизация среды (воздушного промежутка) в месте повреждения начинается после отключения ВЛ с двух сторон. При пуске АПВ "от несоответствия" это условие определяет выдержку времени АПВ1 $t_{АПВ1}$ в соответствии с временной диаграммой событий для двух концов линии-1 и 2 (рис. 3.2).

Чтобы время бестоковой паузы $t_{б.п}$ превышало $t_{д.с} + \Delta t_{зап}$, необходимо выбрать

$$t_{АПВ1} \geq \underbrace{t_{с.32} + t_{о.в2}}_{max} - \underbrace{(t_{с.31} + t_{о.в1})}_{min} + \underbrace{t_{д.с} - t_{в.в1}}_{с\ односторонним\ питанием} + \Delta t_{зап}$$

где $t_{с.31}$ и $t_{с.32}$ - соответственно минимальное и максимальное времена срабатывания защит на рассматриваемом 1 и противоположном 2 концах линии; $t_{о.в}$, $t_{в.в}$ - времена отключения и включения выключателя; $t_{д.с}$ - время деионизации среды; $\Delta t_{зап} = 0,5 - 0,7$ с - время запаса.

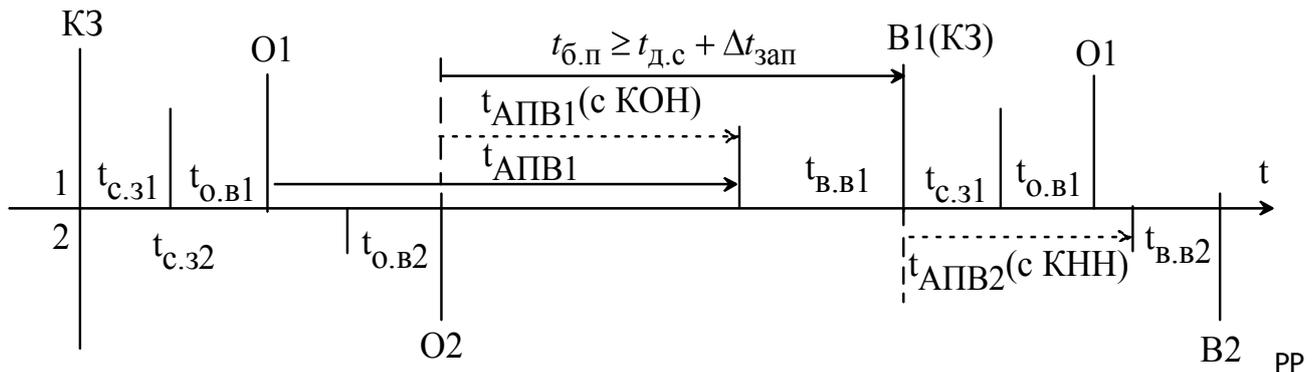


Рис. 3.2. Временная диаграмма цикла АПВ со стороны 1 и 2 линии

Для уменьшения выдержки времени АПВ1 со стороны, включаемой первой, пуск АПВ1 можно осуществлять с дополнительным контролем отсутствия напряжения на линии (КОН):

$$t_{\text{АПВ1 (с КОН)}} \geq t_{\text{д.с}} - t_{\text{в.в1}} + \Delta t_{\text{зап}},$$

т.е. как для ВЛ с односторонним питанием.

Вторая особенность состоит в том, что при устойчивом КЗ на линии включение на КЗ от АПВ может производиться с двух сторон. Во избежание этого, т.е. излишнего износа выключателей, следует осуществлять пуск АПВ2 линии со второй стороны «с дополнительным контролем наличия напряжения на линии» (КНН) и выбирать

$$t_{\text{АПВ2 (с КНН)}} \geq t_{\text{с.31}} + t_{\text{о.в1}} + \Delta t_{\text{зап}}.$$

При этом включение выключателя со второго конца будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включенная с 1-го конца, остается под напряжением.

Третья особенность определяется тем, что при успешном включении линии (замыкании транзита) возможны большие толчки уравнивающего тока и активной мощности, опасные для электрооборудования, и возникновение асинхронного режима. Поэтому в зависимости от конкретных системных условий применяются на линиях с двусторонним питанием различные типы устройств АПВ, различающиеся способом контроля синхронизма. Возможность применения устройства АПВ того или иного типа должна проверяться по специальным расчетным критериям допустимости и технико-экономической целесообразности.

3. Основные принципы построения устройств ТАПВ линий с двусторонним питанием работы

Устройства АПВ тех же типов, что для линий с односторонним питанием (простое ТАПВ – без контроля синхронизма), применяются, если между рассматриваемыми источниками питания имеются две и более шунтирующих связей с достаточной пропускной способностью, одновременное отключение которых маловероятно.

Несинхронное АПВ (НАПВ) осуществляет повторное включение линии электропередачи со второй стороны без контроля синхронизма при произвольном угле между ЭДС разделившихся источников питания. Успешное НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также более или менее длительными качаниями, но они должны быть допустимы для электрооборудования.

Быстродействующее АПВ (БАПВ) осуществляет быстрое повторное включение

быстродействующими воздушными или элегазовыми выключателями с двух сторон линии электропередачи, отключенной быстродействующей защитой с абсолютной селективностью. Минимальная выдержка времени БАПВ необходима только для деионизации среды в месте повреждения $t_{\text{БАПВ}} = t_{\text{д.с}} - t_{\text{в.в}}$. Быстрое отключение КЗ и включение от БАПВ предотвращает расхождение векторов ЭДС по концам линии на угол δ больший, чем $70-90^\circ$. Включение линии при этом происходит без больших толчков тока и длительных качаний.

АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) осуществляет повторное включение линии с 2-ой стороны при синхронизме напряжений и при нарушении синхронизма, если частота скольжения – разность частот несинхронных напряжений – мала (обычно $0,1-0,2$ Гц) с $\delta_{\text{вкл}} < \delta_{\text{max,д}}$. Устанавливаются устройства АПВОС на обеих сторонах линии, имеющей параллельные связи достаточной пропускной способности. Устройства обеспечивают повторное включение линии лишь при включенных шунтирующих связях, когда сохраняется синхронная работа источников питания или скольжение мало, и запрещает АПВ при КЗ в ремонтном режиме (отключены параллельные связи), когда происходит нарушение синхронизма.

АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) подает команду на повторное включение выключателя линии со второй стороны при наличии скольжения с частотой до $1-2$ Гц (на порядок больше, чем АПВОС) с опережением момента совпадения напряжений по фазе, т.е. так же, как в автоматических синхронизаторах. Благодаря этому АПВУС осуществляет выбор или "улавливание" благоприятного момента для включения выключателя при несинхронных напряжениях линии и шин. При синхронизме напряжений $\dot{U}_{\text{ш}}$ и $\dot{U}_{\text{л}}$ синхронизатор не действует.

Устройства АПВУС используются на одиночных и двухцепных линиях с двусторонним питанием, не имеющих шунтирующих связей, в случае невозможности по тем или другим причинам применения НАПВ или БАПВ.

АПВ с самосинхронизацией генераторов (АПВС) применяется на одиночных линиях связи с гидроэлектростанциями, не имеющими значительной местной нагрузки, а также с подстанциями, где установлены мощные синхронные двигатели, в тех случаях, когда не допускается несинхронное включение (НАПВ) либо не обеспечивается ресинхронизация.

Последовательность действия АПВС. При повреждении на линии связи действием релейной защиты отключаются: линия со стороны энергосистемы и генераторы на ГЭС с одновременным гашением их поля. По истечении заданной выдержки времени с контролем отсутствия напряжения выполняется повторное включение линии со стороны энергосистемы. Если АПВ линии успешное и на шинах станции восстанавливается напряжение, производится поочередное повторное включение генераторов по способу самосинхронизации. С этой целью включается очередной генераторный выключатель, и после снижения частоты вращения генератора до значения, при котором скольжение не превышает $3-5\%$, включается АПП.

4. Расчет допустимости применения НАПВ

Определить допустимость применения НАПВ на линии связи между ТЭС и ГЭС напряжением 110 кВ, длиной 40 км (рис. 3.3).

Турбогенератор ТЭС имеет косвенное охлаждение обмоток статора, гидрогенераторы ГЭС с успокоительными контурами. Напряжение короткого замыкания

трансформатора связи ТС

$$u_{к\text{ ВС}} = 17\%, u_{к\text{ ВП}} = 10,5\%, u_{к\text{ СН}} = 6\%$$

откуда $u_{кВ} = 10,75\%$, $u_{кС} = 6,25\%$, $u_{кН} = 0$. Остальные параметры сети указаны на рис. 3.3,а.

Составляем схему замещения в сверхпереходном режиме (рис. 3.3,б). За базисную мощность принята $S_6 = 100 \text{ МВ-А}$, коэффициенты трансформации учтены приближенно.

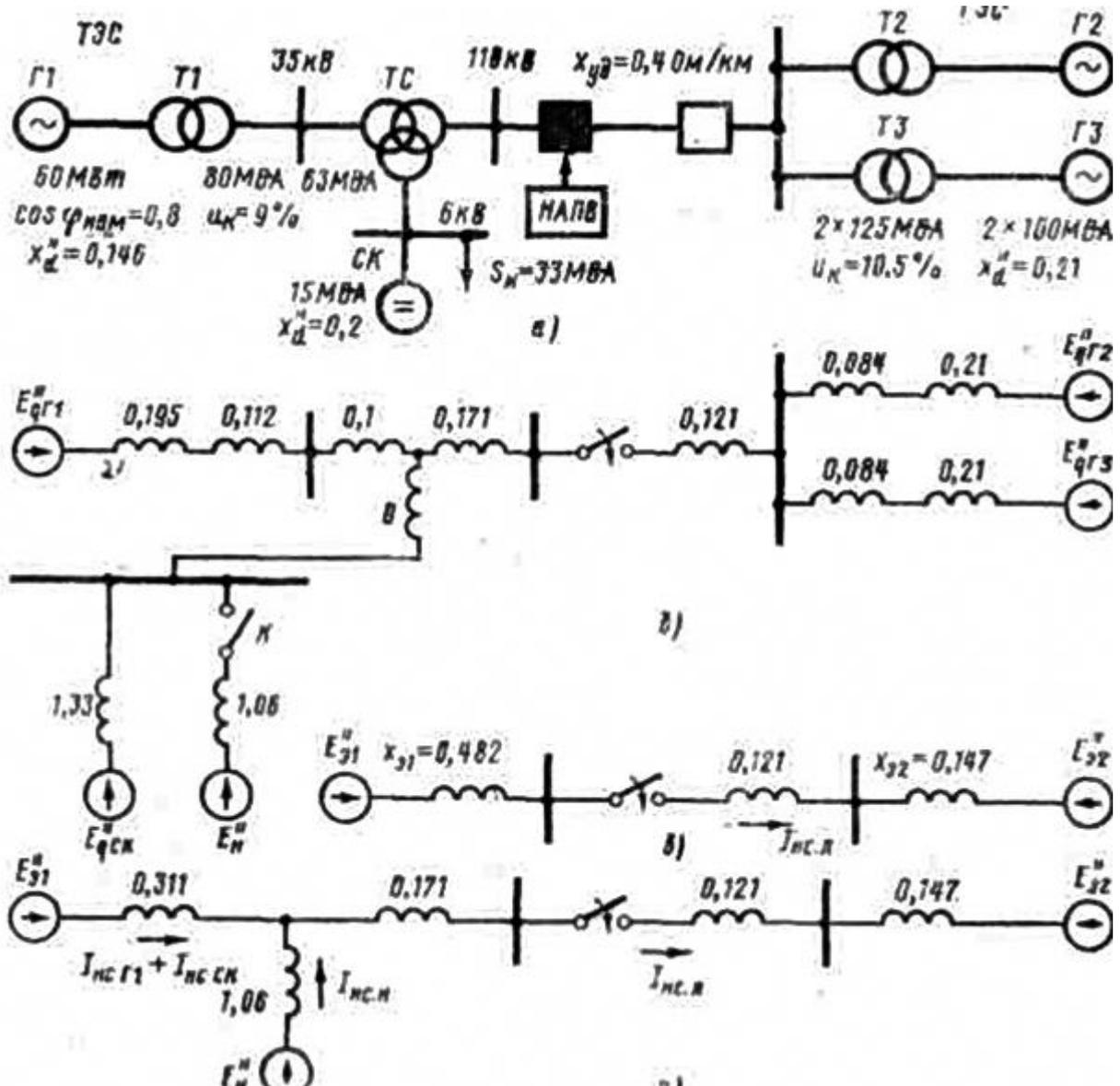


Рис. 3.3. К расчету допустимости применения НАПВ.
а — схема системы; б, в, г — схемы замещения.

Электродвижущие силы всех генераторов и синхронных компенсаторов, расположенных по одну сторону линии, принимаются одинаковыми, совпадающими по фазе и равными 1,05, а э. д. с. эквивалентных источников по концам линии сдвинуты друг относительно друга на угол 180° . Электродвижущая сила эквивалентной нагруз-

ки $E''_H=0,9$, а ее сопротивление $x''_H=0,35$.

Расчет без учета нагрузки (контакт K на рис. 3.3,6 разомкнут).

Приводим схему замещения к виду, показанному на рис. 3.3,в, где

$$E''_{\text{э}1}=E''_{\text{э}2}=1,05; \quad x_{\text{э}1}=0,482; \quad x_{\text{э}2}=0,147.$$

Определяем периодическую слагающую максимального тока несинхронного включения (без учета нагрузки):

$$I_{\text{нс.л}} = \frac{E''_{\text{э}1} + E''_{\text{э}2}}{x_{\text{э}1} + x_{\text{л}} + x_{\text{э}2}};$$

$$I_{\text{нс.л}} = \frac{2,1}{0,75} = 2,8.$$

Распределяем токи по ветвям, приводя к номинальной мощности генераторов, трансформаторов и синхронного компенсатора, и сравниваем с допустимыми значениями.

Ток генератора $\Gamma 1$

$$\frac{I_{\text{нс } \Gamma 1}}{I_{\text{ном}}} = I_{\text{нс.л}} \frac{x_{\text{СК}}}{(x_{\Gamma 1} + x_{\Gamma 1} + x_{\text{ТС}}) + x_{\text{СК}}} \frac{S_6}{S_{\text{н} \Gamma 1}};$$

$$\frac{I_{\text{нс } \Gamma 1}}{I_{\text{ном}}} = 2,8 \frac{1,33}{0,407 + 1,33} \cdot \frac{100 \cdot 0,8}{60} = 2,7 < \frac{0,625}{0,146} = 4,28$$

Ток синхронного компенсатора $СК$

$$\frac{I_{\text{нс } СК}}{I_{\text{ном}}} = 2,8 \cdot \frac{0,407}{1,33 + 0,407} \cdot \frac{100}{15} = 4,38 > \frac{0,84}{x''_{\text{д}СК}} = \frac{0,84}{0,2} = 4,2.$$

Ток гидрогенераторов $\Gamma 2$ и $\Gamma 3$

$$\frac{I_{\text{нс } \Gamma 2}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\text{нс } \Gamma 3}}{I_{\text{ном}}} = \frac{1}{2} \cdot 2,8 = 1,4 < \frac{0,625}{x''_{\text{д} \Gamma 2}} = \frac{0,625}{0,21} = 2,98.$$

Ток трансформатора связи $ТС$

$$\frac{I_{\text{нс } ТС}}{I_{\text{ном}}} = 2,8 \cdot \frac{100}{63} = 4,44.$$

Для трансформатора связи, у которого $u_{\text{кн}}=0$, допустимый ток при НАПВ ограничивается только сопротивлением обмотки высшего напряжения, имеющей $u_{\text{кв}}=10,75\%$. При $k_{\text{T}}=1$, $S_{\text{к.з}}=15000$ МВ-А, $U_{\text{ном.отв}}=U_{\text{ном}}$ определяем:

$$\frac{I_{\text{нс } ТС}}{I_{\text{ном}}} = \frac{k_{\text{T}}}{\frac{u_{\text{кв}}}{100} + \frac{S_{\text{в } ТС}}{S_{\text{к.з}}}} = \frac{1}{0,1075 + \frac{63}{15000}} = 9 > 4,44.$$

Расчетную проверку трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, можно не производить, так как по ним проходят те же токи, что и в генераторах.

Таким образом, при несинхронном включении только ток в синхронном компенсаторе превышает допустимое значение. Проведем дополнительный уточненный расчет с учетом нагрузки на шинах низшего напряжения трансформатора связи ТС.

Расчет с учетом нагрузки (контакт К замкнут).

Эквивалентная э. д. с. генератора Г1, синхронного компенсатора СК и нагрузки (рис. 3.3,г)

$$E''_{э1} = \frac{E''_{э1}x''_н + E''_н(x_{э1} - x_{ТСВ})}{x''_н + x_{э1} - x_{ТСВ}} = \frac{1,05 \cdot 1,06 + 0,9 \cdot 0,311}{1,06 + 0,311} = 1,02.$$

Сопротивление эквивалентного источника

$$x_{э1} = \frac{x''_н(x_{э1} - x_{ТСВ})}{x''_н + (x_{э1} - x_{ТСВ})} + x_{ТСВ} = \frac{1,06 \cdot 0,311}{1,06 + 0,311} + 0,171 = 0,411$$

Ток несинхронного включения с учетом нагрузки

$$I_{нс.л} = \frac{E''_{э1} + E''_{э2}}{x_{э1} + x_л + x_{э2}} = \frac{1,02 + 1,05}{0,411 + 0,121 + 0,147} = 3,05.$$

Суммарный ток в ветви генератора Г1 и синхронного компенсатора СК

$$I_{нс Г1} + I_{нс СК} = \frac{I_{нс.л}x''_н + \Delta E}{x''_н + (x_{э1} - x_{ТСВ})} = \frac{3,05 \cdot 1,06 + 0,15}{1,06 + 0,311} = 2,46,$$

где $\Delta E = E''_{э1} - E''_н = 1,05 - 0,9 = 0,15$.

Ток синхронного компенсатора

$$\frac{I_{нс СК}}{I_{ном}} = 2,46 \frac{0,407}{0,407 + 1,33} \cdot \frac{100}{15} = 3,86 < 4,2.$$

Ток в гидрогенераторах увеличится до $1,53I_{ном}$, что меньше допустимого. Ток турбогенератора уменьшится за счет нагрузки.

Таким образом, допустимость применения НАПВ была доказана только при учете нагрузки

5 Содержание отчета

- 5.1. Наименование практического занятия.
- 5.2. Цель практического занятия.
- 5.2. Схема ВЛ с двусторонним питанием.
- 5.4. Временная диаграмма цикла АПВ со стороны 1 и 2 линии.

- 5.5. Основные принципы построения устройств ТАПВ линий с двусторонним питанием работы.
- 5.6. Порядок определения допустимости применения НАПВ.
- 5.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Особенности применения АПВ на линиях с двусторонним питанием.
- 6.2. Краткое понятие о быстродействующем АПВ .
- 6.3. Краткое понятие о АПВ с улавливанием синхронизма.
- 6.4. Краткое понятие о АПВ с ожиданием синхронизма.
- 6.5. Краткое понятие о АПВ с самосинхронизацией генераторов.
- 6.6. Какое возможно влияние нагрузки на допустимость применения НАПВ.
- 6.7. Ваши предложения по совершенствованию АПВ при двустороннем питании линия.

7. Используемая литература и другие источники информации.

Практическое занятие № 4

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА
ПИТАЮЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ***1. Цель работы*

В процессе выполнения работы изучить назначение автоматического включения резерва (АВР), классификацию устройств АВР и требования к устройствам АВР. Ознакомиться с пусковыми органами и схемами включения резервного источника. Выполнить расчет параметров настройки реле устройства АВР и релейной защиты резервного трансформатора.

2. Общие сведения

Для обеспечения надежности электроснабжения электроприемников I категории необходимо наличие нескольких независимых источников питания. Может применяться *многостороннее* питание и *одностороннее* питание с АВР. При многостороннем питании аварийное отключение одного из источников питания не приводит к нарушению электроснабжения потребителей, но зачастую требуется кольцевание сети. При одностороннем питании используются радиально-секционированные сети, т.е. электроснабжение потребителя осуществляется по рабочей цепи (от трансформатора, линии, секции шин), а при ее отключении – по *резервной*, включаемой автоматически. *Преимущества* одностороннего питания с АВР: снижение токов КЗ и удешевление электрооборудования, снижение потерь электроэнергии в сети, упрощение релейной защиты.

В зависимости от конкретных условий работы и схем первичной коммутации устройства АВР отличаются друг от друга. Их можно классифицировать по следующим основным признакам.

По типу резервного оборудования, на которое действует автоматика, - АВР трансформаторов, линий электропередачи, секций шин, агрегатов собственных нужд электростанций и подстанций.

По направленности действия – АВР одностороннего и двустороннего действия. Поясняющая схема показана на рис. 4.1.

Если устройство АВР одностороннего действия, то первый источник ЭЭС1 всегда рабочий и выключатель $Q1$ нормально включен, а второй источник ЭЭС2 – резервный и выключатель $Q2$ нормально отключен. При потере питания нагрузки устройство АВР действует на включение выключателя $Q2$. Возврат к нормальной схеме осуществляется вручную оперативным персоналом или по каналу телеуправления.

Если устройство АВР двустороннего действия, то любой из источников может быть как рабочим, так и резервным.

По виду резерва, включаемого устройством, - АВР при наличии явного и неявного резерва.

Явный резерв находится под напряжением, но без нагрузки. В случае неявного резерва нагрузка распределена между всеми источниками, которые осуществляют взаимное резервирование при отключении одного из них. При этом мощность каждого

из источников должна быть достаточной для покрытия собственной нагрузки, а также всей или части нагрузки резервируемого источника. Действие АВР не должно приводить к перегрузке резервирующего источника.

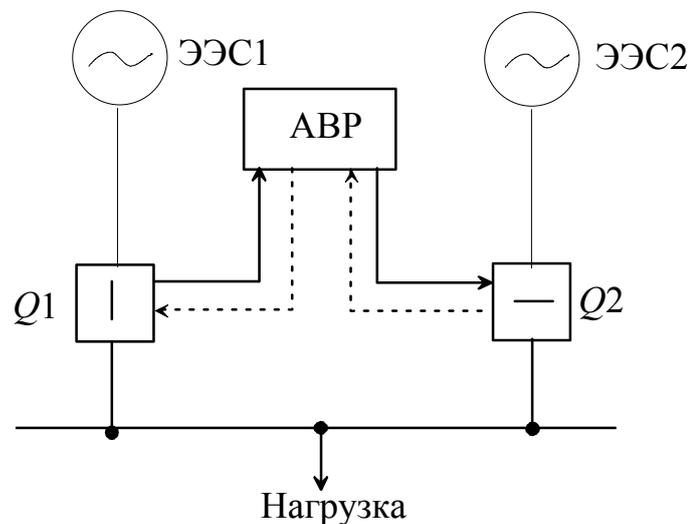


Рис. 4.1. Схема действия устройства АВР

По виду источника питания устройства – АВР на постоянном или на переменном оперативном токе.

Важными являются требования к АВР:

1. Должны приходить в действие от специального пускового органа при потере питания от рабочего источника по любой причине, включая КЗ на шинах потребителя. Исключение составляет случай, когда нагрузка отключается действием устройств автоматической частотной разгрузки – АЧР и необходим запрет действия устройств АВР.
2. Включение резервного источника питания должно осуществляться только после отключения выключателя на вводе от рабочего источника питания. Это необходимо для предотвращения:
 - неуспешного АВР даже при неустойчивом КЗ на шинах потребителя или в неотключившемся рабочем источнике,
 - возможного несинхронного включения двух источников питания.

Отключение выключателя рабочего источника выполняется релейной защитой или пусковым органом АВР, включение резервного – от реле KQT (реле положения «отключено») или от вспомогательных контактов SQ выключателя рабочего источника.

3. Во избежание многократного включения резервного источника на устойчивое КЗ действие устройства АВР должно быть однократным. Это достигается ограничением длительности подачи команды на включение резервного источника.
4. Необходимо предусматривать ускорение действия релейной защиты резервного источника после АВР, что особенно важно при включении неявного резерва на устойчивое КЗ.
5. Должны обеспечиваться нормальные условия самозапуска электродвигателей после АВР. В противном случае необходимо предусматривать автоматическую разгрузку за счет отключения неответственных потребителей с последующим их АПВ.

3. Основные принципы выполнения устройств АВР

Пусковые органы АВР предназначены для отключения выключателя рабочего источника при потере питания потребителей по любой причине. Признаком потери питания является исчезновение или понижение напряжения, а при наличии синхронных двигателей, поддерживающих напряжение, - понижение частоты. Для действия пускового органа необходим контроль напряжения на резервном источнике, так как при его отсутствии или недопустимо низком значении восстановление питания после АВР не произойдет. Пусковой орган не должен действовать при повреждениях во вторичных цепях трансформатора напряжения, т.е. при потере вторичного напряжения и наличии первичного. Пусковой орган должен быть отстроен по времени от действия устройств релейной защиты в сети рабочего источника и от действия АПВ, способных восстановить питание потребителя.

На рис. 4.2 показаны некоторые варианты схем пусковых органов напряжения (ПОН) для устройства АВР одностороннего действия.

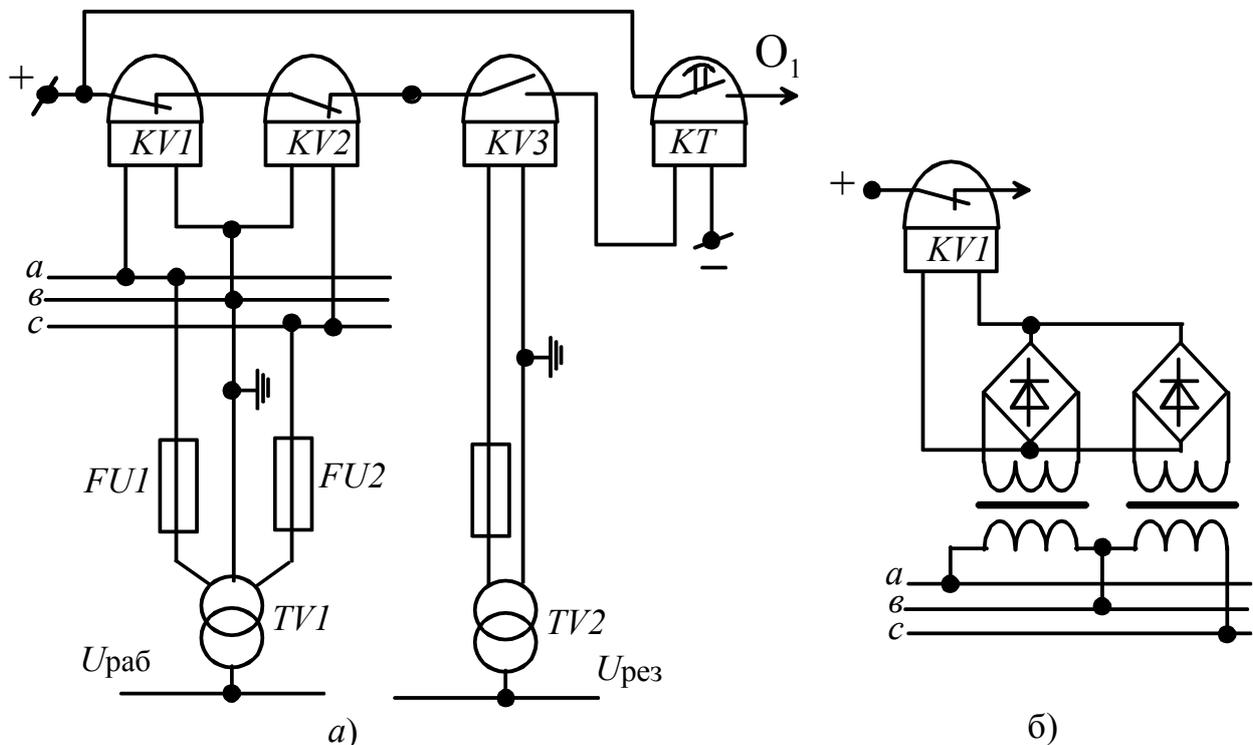


Рис. 4.2. Схемы пусковых органов АВР одностороннего действия

Команда на отключение выключателя рабочего источника $O_1=1$ будет подана от ПОН рис. 4.2,а при замыкании контактов минимальных реле напряжения $KV1$ и $KV2$, т.е. при исчезновении (или недопустимом понижении) напряжения $U_{раб}$, при замыкании контакта максимального реле напряжения $KV3$, т.е. при наличии напряжения $U_{рез}$, после срабатывания реле времени KT . При повреждении во вторичных цепях $TV1$ и перегорании одного из предохранителей $FU1$ или $FU2$ замкнется контакт только одного реле $KV1$ или $KV2$, т.е. цепь формирования команды не замкнется, $O_1=0$. Таким образом, осуществляется в этой схеме контроль исправности вторич-

ных цепей ТН. На схеме рис. 4.2,б для фиксации $\overline{U_1} = 1$ и контроля исправности вторичных цепей ТН используется одно минимальное реле КИ1, включенное через максиселектор междуфазных напряжений $U_{ав}$ и $U_{вс}$. При перегорании одного из предохранителей (как на рис. 4.2,а) КИ1 не работает.

На рис. 4.3 показана схема ПОН на логических элементах для устройства АВР двустороннего действия. Двусторонность действия означает, что ПОН действует на отключение рабочего источника 1 или 2, если другой является резервным.

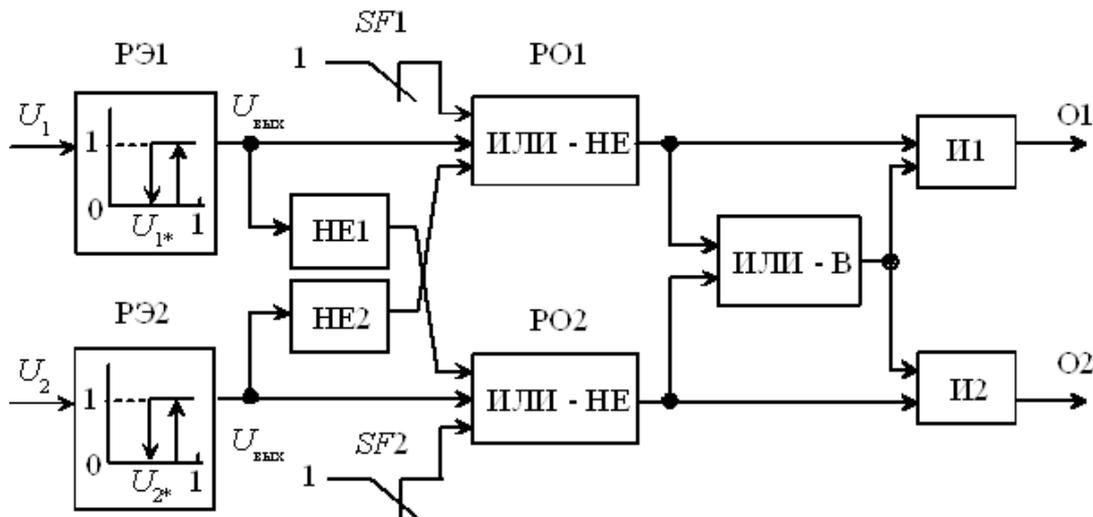


Рис. 4.3. Схема пускового органа напряжения на логических элементах двустороннего действия

В состав схемы входят:

- релейные элементы РЭ1 и РЭ2, срабатывающие в нормальном режиме ($U_{\text{ВЫХ}} = 1$) и возвращающиеся при потере питания ($U_{\text{ВЫХ}} = 0$);
- логические элементы НЕ, ИЛИ-НЕ, ИЛИ-В (В – выдержка времени), И;
- вспомогательные контакты $SF1$ и $SF2$ автоматических выключателей во вторичных цепях ТН, подающих в схему напряжения U_1 и U_2 соответственно (по схеме рис. 4.2,б). При включенных выключателях контакты $SF1$ и $SF2$ разомкнуты, и сигналы по их цепям на входе РО1 и РО2 равны нулю.

Реагирующий орган РО1 или РО2 срабатывает (на выходе появляется 1), если все входные сигналы равны нулю, т.е. снизилось рабочее напряжение ($U_{\text{ВЫХ}} = 0$), есть резервное напряжение (на выходе НЕ – нуль) и не отключился автоматический выключатель в цепи ТН рабочего источника (SF разомкнут). После срабатывания РО с выдержкой времени ИЛИ – В срабатывает И, подавая сигнал на отключение выключателя рабочего источника (O_1 или O_2 равно 1).

Если устройства АВР используются для включения резервных агрегатов, например, электродвигателей ответственных механизмов собственных нужд, то пуск АВР должен обеспечиваться при недопустимом устойчивом понижении контролируемого технологического параметра: давления, скорости, расхода и т.д.

Подача команды на включение резервного источника производится от вспомогательного контакта выключателя рабочей цепи SQ1 (рис. 4.4,а) или от контакта реле

положения отключено КQT этого выключателя (рис. 4.4,б) при его отключении по любой причине, в том числе и от пускового органа. При этом обеспечивается однократность подачи команды благодаря размыканию цепи контактом реле KL (рис. 4.4,а) или KQC (рис. 4.4,б), имеющими замедление при возврате. Выдержка времени при возврате должна быть достаточной для надежного включения выключателя резервной цепи, но должна быть ограничена, чтобы не допустить повторное включение этого выключателя при устойчивом КЗ на шинах.

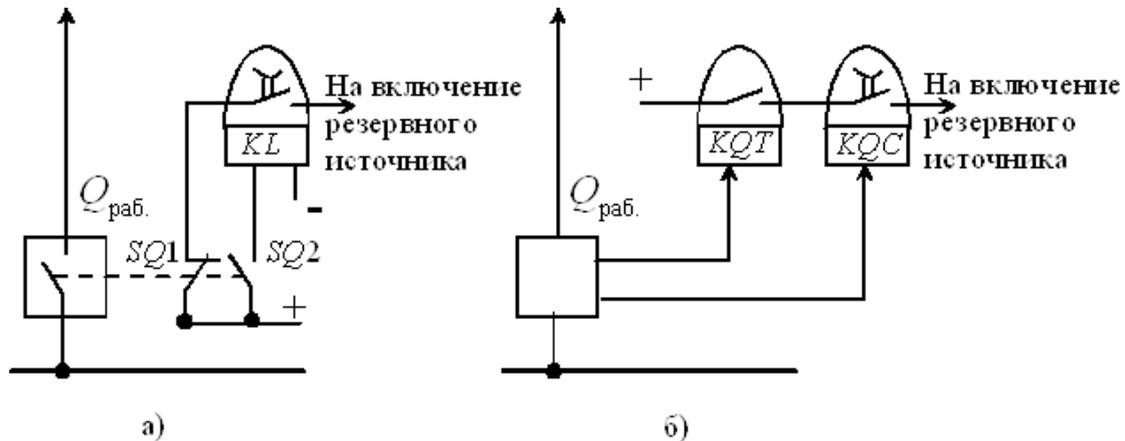


Рис. 4.4. Способы включения резервного источника с обеспечением однократности

Блокирование АВР при отключении нагрузки от АЧР может осуществляться с помощью минимального реле частоты KF. Уставка реле KF должна быть выше уставки автоматики АЧР. Поэтому раньше, чем АЧР отключит рабочее питание и сработает ПОН (KV1, KV2, KV3, KT – см. рис. 4.2,а), промежуточное реле KL своим размыкающим контактом KL:1 выводит его из работы. После отключения от АЧР рабочего питания замыкаются контакты KV1 и KV2 (KV3 замкнут), размыкается контакт KF, но реле KL самоудерживается через контакт KL:2 до восстановления питания нагрузки.

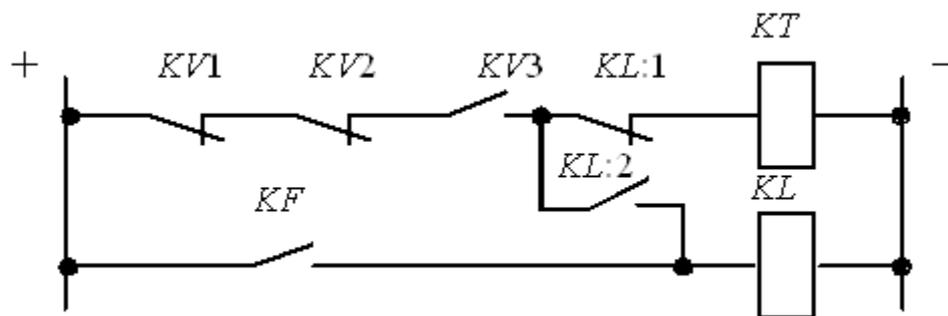


Рис. 4.5. Блокирование АВР при снижении частоты

Схема ускорения релейной защиты АК резервного источника питания после АВР показана на рис. 4.6.

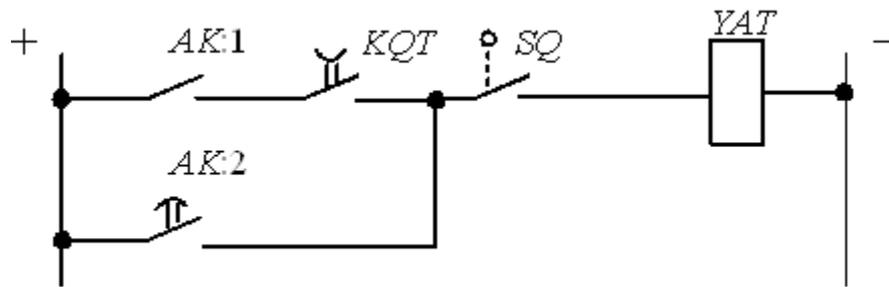


Рис. 4.6. Схема ускорения РЗ.

После включения выключателя резервного источника питания вспомогательный контакт выключателя SQ замыкается, а контакт реле положения отключено KQT , имеющего замедление при возврате, остается замкнутым в течение некоторого времени. Если резервный источник питания включается на устойчивое КЗ, то его неселективная релейная защита контактом $AK:1$ отключает выключатель без выдержки времени. Если АВР успешное, то через выдержку времени реле KQT его контакт размыкается, т.е. вводится селективная защита $AK:2$ с выдержкой времени.

3. Расчет параметров настройки реле устройства АВР и релейной защиты резервного трансформатора.

Дано: 1. Рабочий и резервный трансформаторы (рис. 4.7) питаются от секций шин А и В генераторного напряжения 6,3 кВ. Мощность каждого из трансформаторов $S_T = 3200$ кВА, реактивное сопротивление $x_{Тр} = 5\%$.

2. На трансформаторах кроме токовой отсечки с временем срабатывания $t_{отр} = 0,1$ с предусмотрена максимальная токовая защита с временем срабатывания $t_{атр}$

3. Время отключения выключателей $t_{о.в} = 0,15$ с, время включения выключателей $t_{в.в} = 0,25$ с.

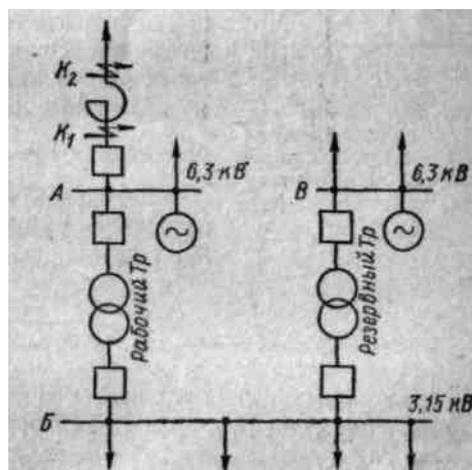


Рис. 4.7. Расчетная схема для выбора параметров настройки реле устройства АВР,

4. Наименьшая величина остаточного напряжения на шинах 6,3 кВ, получающаяся при коротком замыкании в точке K_2 (рис. 4.7), составляет 65% его номинального значения.

5. Время срабатывания линейной токовой отсечки, действующей при коротком замыкании в точке K_1 , принять $t_{р.з} = 0,15$ с.

6. К шинам 3,15 кВ подключено восемь двигателей мощностью по $P_n = 200$ кВт, $U_H = 3$ кВ, $\cos\varphi = 0,81$. Каждый из двигателей работает на нагрузке, равной 90% его номинальной мощности. Момент сопротивления приводимых двигателями механизмов постоянный.

7. Электромеханические характеристики двигателей и кривые выбега механизмов приведены соответственно на рис. 4.8 и 4.9.

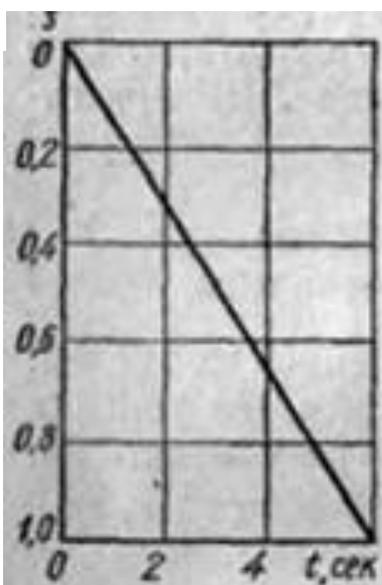


Рис. 4.8. Кривая $s = l(\tau)$ выбега приводимых двигателями механизмов при исчезновении напряжения (при $U = 0$).

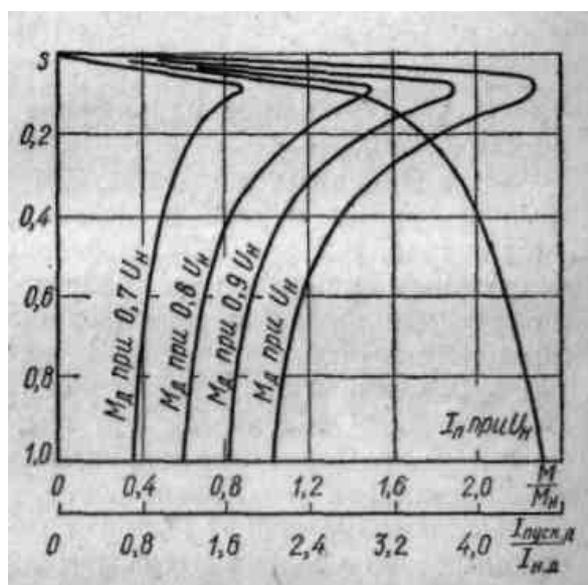


Рис. 4.9. Кривые вращающего момента и пускового тока электродвигателя.

8. Двигатели защищены от короткого замыкания токовыми отсечками с временем срабатывания $t_{о.д} = 0,1$ с.

Требуется: 1. Составить принципиальную схему устройства автоматического ввода резервного трансформатора, питающего секцию собственного расхода электрической станции, применительно к схеме первичных соединений (рис. 4.7).

2. Рассчитать уставки устройства АВР.

3. Рассчитать уставку токовой защиты резервного трансформатора, исходя из отстройки от пускового тока двигателей.

4. Проверить возможность самозапуска двигателей, питающихся от шин 3,15 кВ.

Решение. Схема АВР может быть принята (рис. 8-2) с применением реле однократности включения типа РЭВ серийного исполнения. Так как по условию время включения выключателя резервного трансформатора $t_{в.в} = 0,25$ с, то в качестве реле однократности включения РОВ можно принять реле типа РЭВ, позволяющее получить замедление на отпадание якоря до 2 с. Время замедления этого реле определяем, принимая запас надежности $\Delta t = 0,25$ с. При этом получим

$$t_{РОВ} = t_{в. в} + \Delta t = 0,25 + 0,25 = 0,5 \text{ с.}$$

Определяем соответственно выдержку времени реле РВ

$$t_{РВ} = t_{р. в} + \Delta t = 0,15 + 0,5 = 0,65 \text{ с.};$$

$$t_{РВ} = t_{о. д} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Принимаем $t_{РВ} = 0,7 \text{ с.}$

Так как $t_{РВ} > t_{атр}$, то расчетное время подачи плюса на реле 1РП будет $t_p = 0,7 \text{ с.}$ Тогда, принимая время срабатывания промежуточных реле 1РП и 2РП одинаковым и равным $t_{рп} = 0,05 \text{ с.}$, время перерыва в питании двигателей определяем по формуле

$$t = t_p + t_{1РП} + t_{о. в} + t_{2РП} + t_{в. в} + \Delta t =$$

$$= 0,7 + 0,05 + 0,15 + 0,05 + 0,25 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

По кривой выбега механизмов (рис. 4.8) определяем скольжение s , которое будут иметь двигатели при перерыве в питании. При этом $s \approx 0,3$. Зная скольжение, по кривой характеристик (рис. 4.9) при напряжении двигателей, равном номинальному, определяем кратность пускового тока

$$\frac{I_{\text{пуск. д}}}{I_{\text{н. д}}} = 3,9.$$

В соответствии с заданным условием суммарная мощность нагрузки двигателей

$$P_{\Sigma д} = 0,9 \cdot P_{н} \cdot n = 0,9 \cdot 200 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт,}$$

где n — число двигателей

При этом суммарный ток нагрузки двигателей

$$I_{\Sigma д} = \frac{P_{\Sigma д}}{\sqrt{3} U_{н} \cos \varphi} = \frac{1440}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 0,81} = 342 \text{ А.}$$

Суммарный пусковой ток двигателей

$$I_{\Sigma \text{ пуск}} = \frac{I_{\text{пуск. д}}}{I_{\text{н. д}}} \cdot I_{\Sigma д} = 3,9 \cdot 342 = 1334 \text{ А,}$$

или, относя его к высшему напряжению трансформатора, где установлена токовая защита, получаем

$$I_{\text{пуск}} = I_{\Sigma \text{ пуск}} \frac{U_{II}}{U_I} = 1334 \cdot \frac{3,15}{6,3} = 667 \text{ А.}$$

Тогда первичный ток срабатывания защиты трансформатора

$$I_{с.з} = \frac{k_n}{k_B} \cdot I_{пуск} = \frac{1,45}{0,85} \cdot 667 \approx 1140 \text{ А.}$$

Зная коэффициент трансформации трансформаторов тока k_T и коэффициент схемы $k_{сх}$ можно определить ток срабатывания токового реле защиты и выбрать уставку.

Сопротивление двигателя определим по уравнению

$$x_{*д} = \frac{I_{нII}}{I_{пуск.д} \cdot I_{н.д}} \cdot \frac{U_{II}^2}{U_{II}^2} = \frac{590}{3,9 \cdot 8 \cdot 47,5} \cdot \frac{3^2}{3,15^2} = 0,36,$$

где номинальный ток трансформатора

$$I_{нII} = \frac{S_{Тр}}{\sqrt{3} U_{II}} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 3,15} = 590 \text{ А,}$$

а номинальный ток двигателя

$$I_{н.д} = \frac{P_{н.д}}{\sqrt{3} U_{II} \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 0,81} = 47,5 \text{ А.}$$

Восстанавливающееся напряжение на двигателях

$$U_B = \frac{U_{II} x_{*д}}{x_{*д} + x_{*Тр}} = \frac{3150 \cdot 0,36}{0,36 + 0,05} = 2760 \text{ В.}$$

или в процентах номинального напряжения двигателей

$$U_B \% = \frac{2760}{3000} \cdot 100 = 92\%.$$

Зная восстанавливающееся напряжение $U_B\%$ и скольжение s , по кривым моментов (рис. 4.9) проверяем возможность самозапуска двигателей. Так как при этих данных относительный вращающий момент $M/M_n = 1,25$, а момент сопротивления приводимых двигателями механизмов равен единице, то превышение вращающего момента над моментом сопротивления, равное 25%, должно обеспечить разворот всех восьми двигателей секции собственного расхода.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения определяем по уравнению

$$U_{ср IPH} = \frac{U_{к.з}}{k_n} \cdot \frac{U_{II}}{U_I} = \frac{0,65 U_I}{k_n} \cdot \frac{U_{II}}{U_I} = \frac{0,65 U_{II}}{k_n} = \frac{0,65 \cdot 3,15}{1,25} = 1,64 \text{ кВ.}$$

Напряжение срабатывания этого же реле находим по формуле

$$U_{ср IPH} = \frac{U_B}{k_n} = \frac{2,76}{1,25} = 2,2 \text{ кВ.}$$

Так как меньшее из полученных значений, т. е. 1,64 кВ, составляет больше 25% $U_{н.н} = 3,15$ кВ, то в качестве расчетного значения напряжения срабатывания реле минимального напряжения принимаем окончательно величину

$$U_{\text{ср 1РН}} = 0,25U_{\text{н.н}} = 0,25 \cdot 3,15 = 0,79 \text{ кВ.}$$

Напряжение срабатывания реле максимального напряжения определяем

$$U_{\text{ср 2РН}} = \frac{k_n}{k_n} U_{\text{раб. мин}} = \frac{k_n}{k_n} \cdot 0,9U_I = \frac{0,85}{1,25} \cdot 0,9 \cdot 6,3 = 3,85 \text{ кВ.}$$

Напряжение $U_{\text{ср2РН}}$ отнесено к шинам 6,3 кВ. Так как это напряжение по отношению к номинальному напряжению резервного источника питания составляет

$$\frac{3,85}{6,3} \cdot 100 = 61\%,$$

т. е. свыше 60%, то его принимаем окончательно в качестве расчетного значения.

5 Содержание отчета

- 5.1. Наименование практического занятия.
- 5.2. Цель практического занятия.
- 5.3. Требования к устройствам АВР.
- 5.4. Схемы пуска АВР
- 5.5. Схемы включения резервного источника.
- 5.6. Расчет параметров настройки реле устройства АВР.
- 5.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Как использовали кривую выбега механизмов.
- 6.2. Как использовали кривые вращающего момента и пускового тока электродвигателя.
- 6.3. Как работает схема пускового органа напряжения двустороннего действия на логических элементах.
- 6.4. Почему в схеме пусковых органов АВР используется два реле минимального напряжения.
- 6.5. Для чего выполняется блокирование АВР при снижении частоты.
- 6.6. Для чего выполняется ускорение релейной защиты при действии АВР.
- 6.7. Ваши предложения по совершенствованию способов и устройств АВР.

7. Используемая литература и другие источники информации.

Практическое занятие №5

ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УСТРОЙСТВО АВР*1. Цель работы*

Изучить причины возникновения необходимости резервирования на электростанции, схемы и принцип действия централизованного устройства автоматического включения пускорезервного трансформатора.

2 Общие сведения

Централизованные устройства АВР предназначены для собственных нужд ТЭС, участвующих в противоаварийном управлении. По команде противоаварийной автоматики (ПА), при действии автоматики предупреждения нарушения устойчивости (АПНУ), отключается некоторое количество синхронных генераторов. Их поле возбуждения гасится автоматом гашения поля (АГП) и собственные нужды (с/н) энергоблока теряют питание от отпаечного трансформатора собственных нужд (ТСН). Устройства АВР отключенных блоков должны переводить питание с/н на пускорезервный трансформатор (ПРТ). Отключаться от ПА может различное количество синхронных генераторов (СГ), что может привести к перегрузке ПРТ, его отключению и потере с/н. на электростанции. Чтобы это предотвратить используется централизованное устройство АВР.

ЦУ АВР предотвращает перегрузку ПРТ – выявляет рабочие секции, потерявшие питание, отключает все неотчетственные двигатели этих секций и оставляет включенными только ответственные двигатели, которые обеспечивают остановку блока и возможность быстрого включения его в работу.

3. Централизованное устройство АВР.

Схема с/н ТЭС с четырьмя рабочими секциями, четырьмя ТСН и одним ПРТ показана на рис.5.1.

Обычная схема АВР (ПОН → отключение выключателя $Q_{\text{раб}}$ → включение $Q_{\text{рез}}$) дополняется блоком логики, дающим команду на отключение неотчетственных двигателей соответствующей рабочей секции ($O_1 \dots O_4$). На рис. 5.1 $Q_{\text{раб}}$: $Q_1 \dots Q_4$; $Q_{\text{рез}}$: $Q_{1C} \dots Q_{4C}$.

Если ПРТ допускает самозапуск двигателей только одной рабочей секции, то работа блока логики описывается логическими формулами:

$$\begin{aligned} O_1 &= y_1 \wedge z_1 \wedge z_2 \vee z_3 \vee z_4, \\ O_2 &= y_2 \wedge z_2 \wedge z_1 \vee z_3 \vee z_4, \\ O_3 &= y_3 \wedge z_3 \wedge z_1 \vee z_2 \vee z_4, \\ O_4 &= y_4 \wedge z_4 \wedge z_1 \vee z_2 \vee z_3, \end{aligned} \quad (*)$$

где $O_1 \div O_4$ - команды на отключение неответственных двигателей 1...4 секций;
 $y_1 \div y_4$ - сигналы срабатывания ПОН1...ПОН4;
 $z_1 \div z_4$ - сигналы от КQC о включении секционного выключателя Q1C...Q4C.

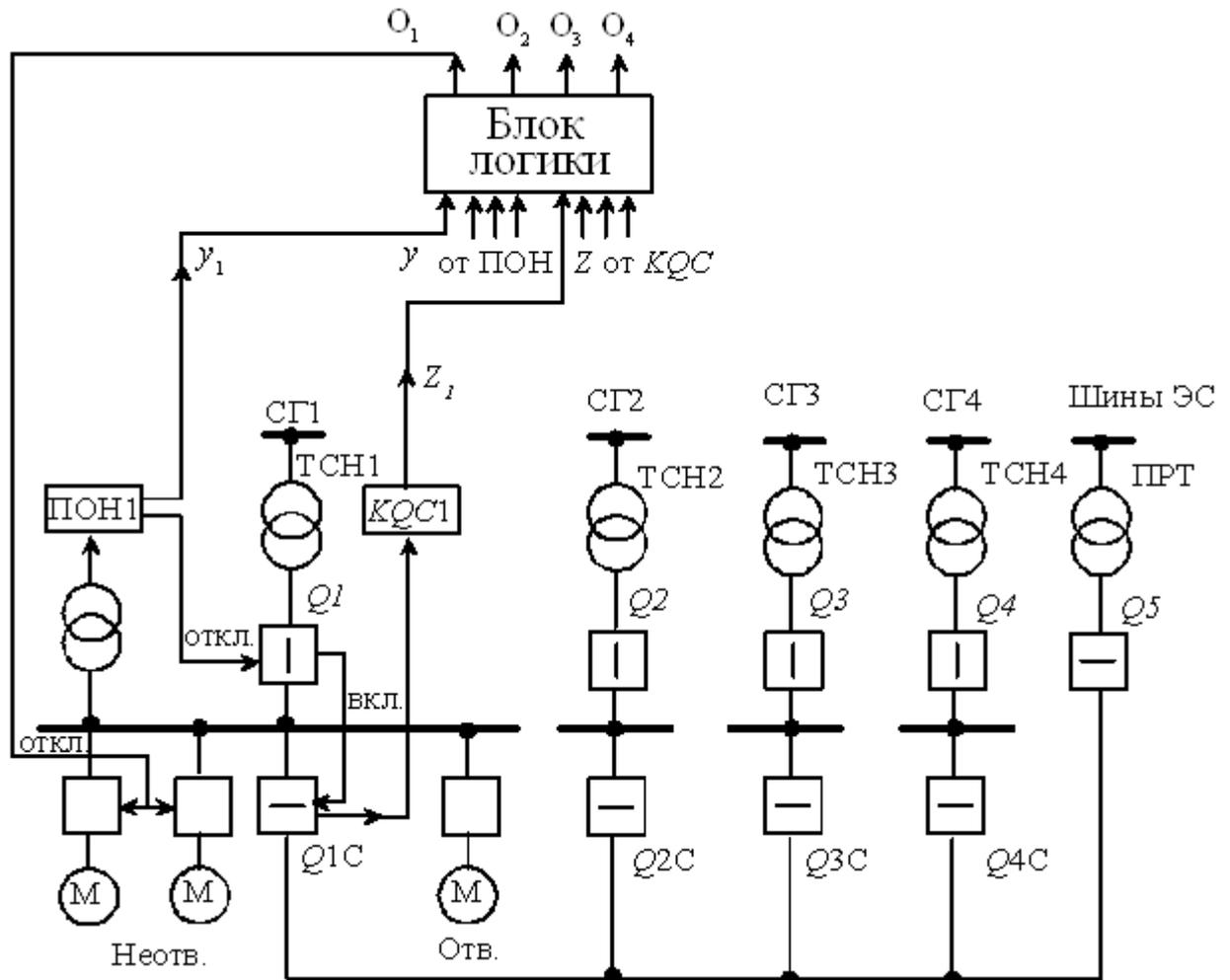


Рис. 5.1. Схема с/н ТЭС с центральным устройством АВР

Если ПРТ допускает самозапуск двигателей двух рабочих секций, то работа блока логики описывается логическими формулами:

$$\begin{aligned}
 O_1 &= y_1 \wedge z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \vee z_2 \wedge z_4 \vee z_3 \wedge z_4 = y_1 \wedge z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \vee z_1 \wedge z_2 \wedge z_4 \vee z_1 \wedge z_3 \wedge z_4, \\
 O_2 &= y_2 \wedge z_2 \wedge z_1 \wedge z_3 \vee z_1 \wedge z_4 \vee z_3 \wedge z_4 = y_2 \wedge z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \vee z_1 \wedge z_2 \wedge z_4 \vee z_1 \wedge z_3 \wedge z_4, \\
 O_3 &= y_3 \wedge z_3 \wedge z_1 \wedge z_2 \vee z_1 \wedge z_4 \vee z_2 \wedge z_4 = y_3 \wedge z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \vee z_1 \wedge z_3 \wedge z_4 \vee z_2 \wedge z_3 \wedge z_4, \\
 O_4 &= y_4 \wedge z_4 \wedge z_1 \wedge z_2 \vee z_1 \wedge z_3 \vee z_2 \wedge z_3 = y_4 \wedge (z_1 \wedge z_2 \wedge z_4 \vee z_1 \wedge z_3 \wedge z_4 \vee z_2 \wedge z_3 \wedge z_4)
 \end{aligned}$$

Формулам (*) соответствует схема блока логики рис. 5.2, последним формулам – рис. 5.3.

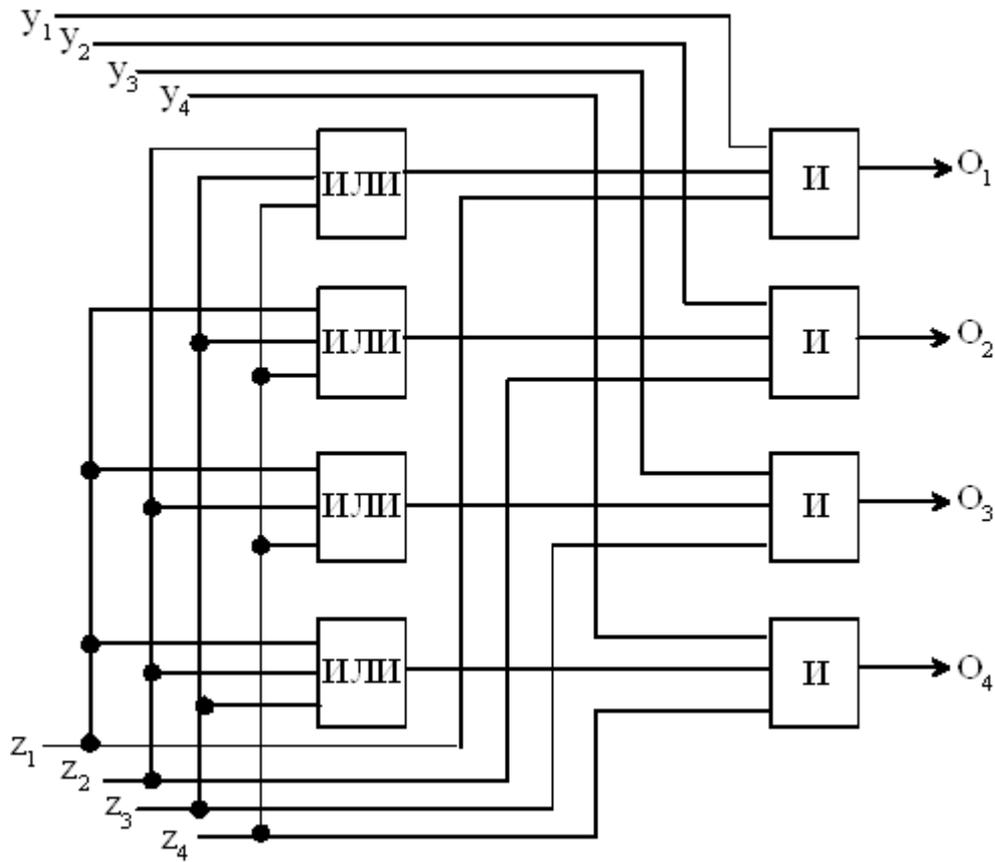


Рис. 5.2. Схема блока логики при допустимости самозапуска нагрузки одного ТЧН

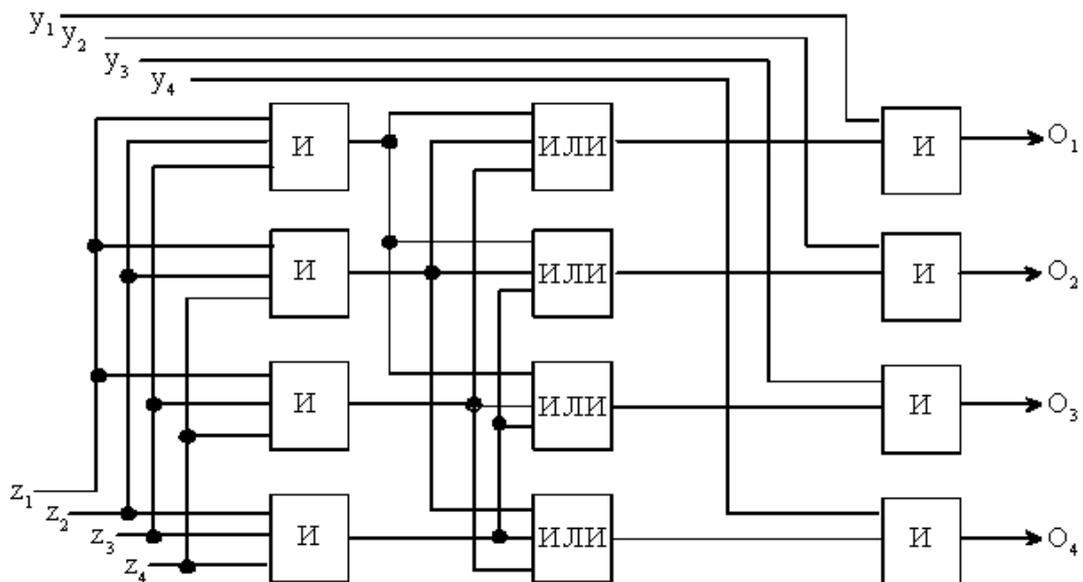


Рис. 5.3. Схема блока логики при допустимости самозапуска нагрузки двух ТЧН

5 Содержание отчета

- 5.1. Наименование практического занятия.
- 5.2. Цель практического занятия.
- 5.3. Схема с/н ТЭС с ЦУ АВР.
- 5.4. Схемы блока логики при допустимости самозапуска нагрузки одного ТСН.
- 5.5. Схемы блока логики при допустимости самозапуска нагрузки двух ТСН.
- 5.6. Формулы блоков логики.
- 5.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Назовите преимущества и недостатки изученного централизованного устройства АВР.
- 6.2. В каких случаях начинает работать централизованное устройство АВР?
- 6.3. Какое назначение блока логики в централизованном устройстве АВР?
- 6.4. На что реагирует ПОН?
- 6.5. Откуда получает питание трансформатор ПРТ?
- 6.6. Какими буквами обозначены на схеме секционные выключатели?
- 6.7. Почему может отключаться различное количество СГ?
по совершенствованию способов и устройств АВР.

7. Используемая литература и другие источники информации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем/ А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, М.М. Савин // – М.: Энергия. – 1977. – 440с.
2. Засыпкин А.С. Автоматизация энергетических систем. Общая противоаварийная автоматика/ А.С. Засыпкин// -Новочеркасск: ЮРГТУ.- 2008. – 132с
3. Гизила Е.П. Расчет устройств автоматики энергосистем/ Е.П. Гизилов// - Киев: Вища школа. – 1974. – 341с.