



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
УПРАВЛЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
Кафедра «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

Методические указания к практикуму по дисциплине

Средства противоаварийного управления в энергетических системах

Автор
Шелест В.А.



Ростов-на-Дону, 2025

Аннотация

Методические указания предназначены для подготовки бакалавров заочной формы обучения по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и профилю «Электроэнергетические системы и сети».

Автор

к.т.н., доцент кафедры «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

Шелест В.А.





Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ.....	5
ПЗ №1. АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПУСК И ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ МАШИН.....	6
ПЗ №2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР).....	14
ПЗ №3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА.....	28
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	37

ВВЕДЕНИЕ

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

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 программу Microsoft Office.

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 разделов «Общая противоаварийная автоматика» и «Специальная системная противоаварийная автоматика» по дисциплине «Противоаварийная автоматика в энергосистемах».
2. Практические занятия состоят из 3 частей:
 - Автоматический пуск и включение синхронных машин.
 - Автоматическая частотная разгрузка.
 - Автоматическая ликвидация асинхронного режима.
3. Индивидуальные задания по практическим занятиям выдаются преподавателем.
4. Рекомендуется выполнять 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. Результаты выполненных практических заданий печатаются в общем отчете.
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 уравнительным, 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 уравнительного тока отсутствует.

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

3. Изучение устройств самосинхронизации

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

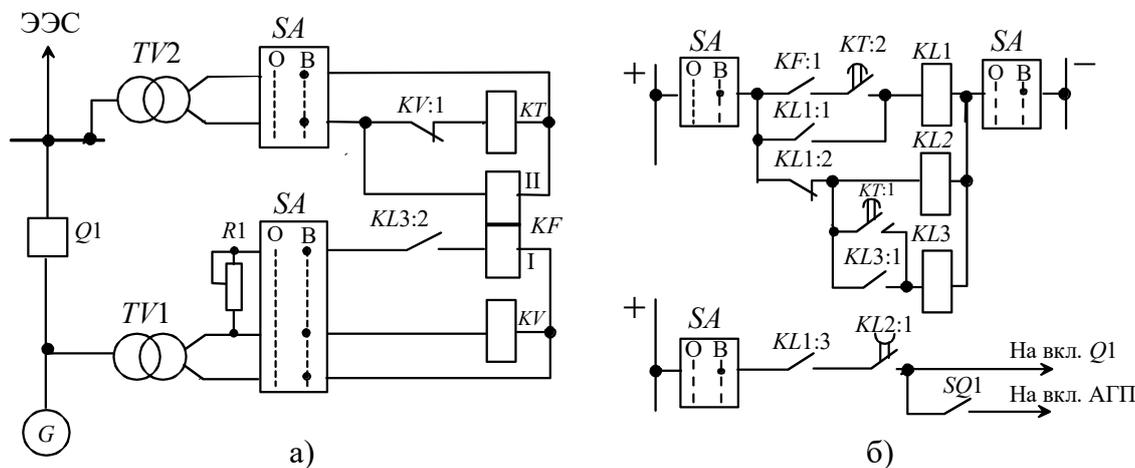


Рис. 1.1. Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации:
а) – цепи переменного напряжения; б) – цепи оперативного тока

Основным элементом устройства является реле разности частот KF , подключаемое к $TV1$ и $TV2$ и срабатывающее при $|f_s| \leq f_{ср}$. 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.

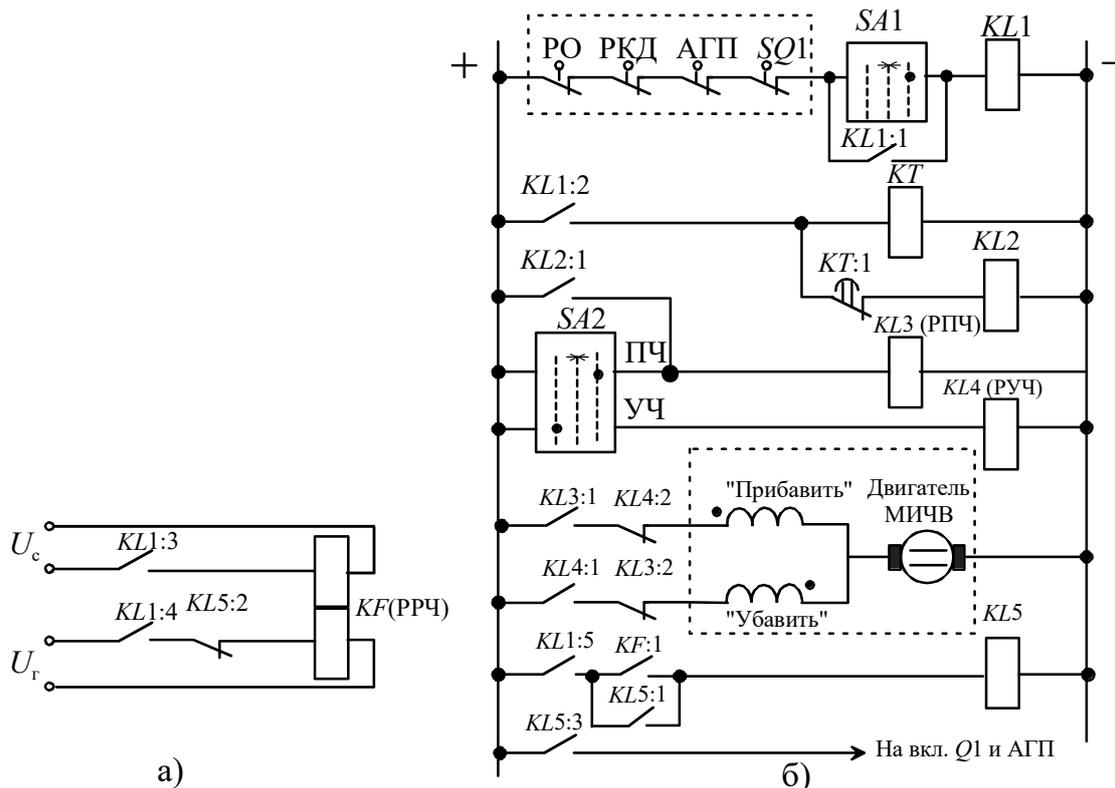


Рис. 1.2. Схема устройства автоматической самосинхронизации гидрогенератора:
 а – цепи переменного напряжения; б – цепи оперативного тока

Цепи переменного напряжения включены через трансформаторы напряжения (на схеме не показаны) на напряжение сети U_c и остаточное напряжение генератора U_g . Пуск гидрогенератора разрешается, если замкнуты контакты реле остановки PO , реле контроля давления масла PKD , 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_r .

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 $\delta_{\text{оп}} \leq 2\pi/3$ и частоте скольжения $f_s \leq 1$ Гц, допускаемым конструкцией синхронизатора.

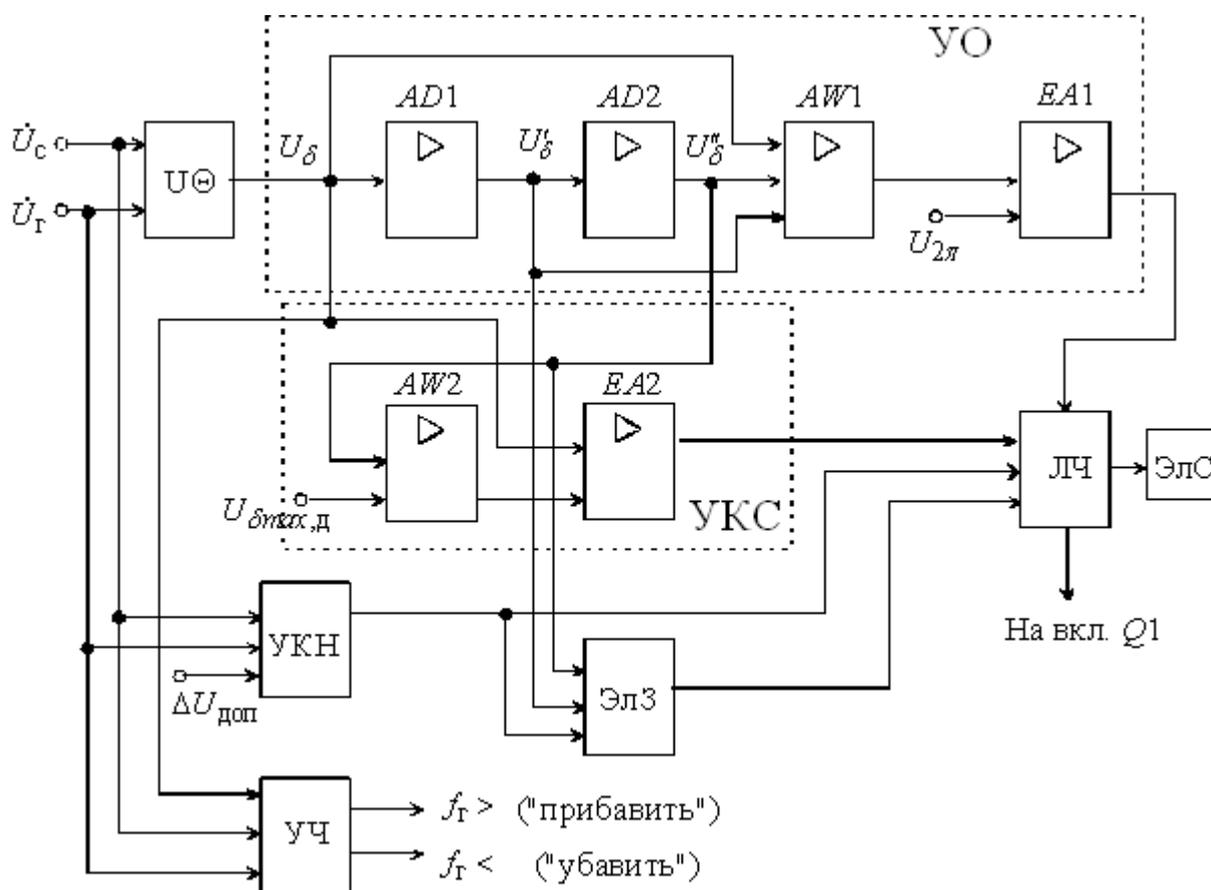


Рис. 1.3. Функциональная схема синхронизатора СА-1

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

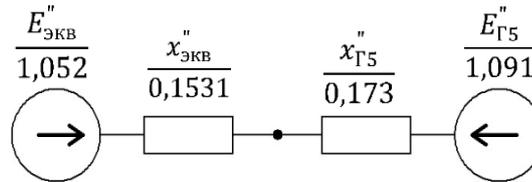


Рис. 1.4. Эквивалентная схема замещения

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:

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

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

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. Подготовка доклада на конференцию (по желанию).

На основании изученного материала выбрать тему доклада на конференции по теме занятия и согласовать ее с преподавателем.

Провести дополнительный анализ темы по различным источникам информации.

Составить презентацию по результатам своей работы для доклада на конференции.

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. Содержание отчета

- 7.1. Наименование практического занятия.
- 7.2. Цель практического занятия.
- 7.3. Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации.
- 7.4. Схема устройства автоматической самосинхронизации.
- 7.5. Функциональная схема синхронизатор СА-1.
- 7.6. Рассчитанные уставки синхронизатора СА-1.
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР)

1. Цель работы

В процессе выполнения работы изучить назначение, принципы построения, параметры срабатывания, схемы и направления совершенствования АЧР. Выполнить расчет параметров настройки АЧР.

2. Общие сведения

Назначение АЧР

Автоматическая частотная разгрузка предназначена для отключения части потребителей энергосистемы при возникновении дефицита мощности с целью предотвращения недопустимого снижения частоты и последующего её восстановления.

Граница допустимых значений частоты f и времени их существования $t_{\text{доп}}$ по действующим руководящим материалам определяется характеристикой:

f_c , Гц	48,5	47	46	45
$t_{\text{доп}}$, с	<60	<20	<10	0

В изменившихся условиях работы энергосистем (ввод в работу маломаневренных крупных энергоблоков ТЭС и АЭС, изменение структуры электропотребления) рекомендована следующая граница:

f_c , Гц	48,0	47,5	47,0
$t_{\text{доп}}$, с	<30	<10	0

После действия АЧР частота должна восстанавливаться до значения, превышающего 48,5 (в новых условиях 49,2) Гц.

АЧР входит в подсистему АОСЧ (автоматика ограничения снижения частоты) специальной системной противоаварийной автоматики.

АОСЧ осуществляет:

- АЧР, в том числе дополнительную разгрузку отдельных энергоузлов при больших местных дефицитах мощности, с целью предотвращения лавины частоты и напряжения;
- выделение электростанций или генераторов с сбалансированной нагрузкой (деление системы ДС), выделение генераторов на питание собственных нужд электростанции;
- восстановление питания отключенных устройствами АЧР потребителей при восстановлении частоты (частотное АПВ-ЧАПВ).

Требования к системе АЧР

Система АЧР выполняется в виде большого количества локальных устройств, размещенных на подстанциях. Эта совокупность устройств для выполнения системного функционального назначения должна удовлетворять следующим требованиям:

1. Суммарная мощность нагрузки, которая может быть отключена устройствами АЧР, должна быть достаточной для ликвидации максимального реально возможного дефицита мощности, возникающего при отключении генераторов, линий электропередачи, разделении энергосистемы и т.д.
2. Система АЧР должна обладать свойством самонастройки, т.е. обеспечивать соответствие между суммарной мощностью, отключаемой АЧР, и возникшим дефицитом.

3. Должна обеспечиваться очередность отключения потребителей, определяемая их ответственностью или договорными обязательствами.
4. Устройства АЧР должны размещаться по энергосистеме таким образом, чтобы обеспечить ликвидацию любого дефицита мощности независимо от места его возникновения без перегрузки линий электропередачи.
5. Устройства АЧР не должны допускать снижение частоты ниже границы допустимых значений частоты и времени (п.5.1).
6. После действия АЧР частота должна восстанавливаться, как правило, до 49-49.5 Гц. Дальнейший подъем частоты осуществляется путем автоматического регулирования мощности и пуска резервных гидрогенераторов или же мероприятиями, проводимыми диспетчером энергосистемы.
7. Действия устройства АЧР должны быть согласованы с действием устройств АПВ и АВР с тем, чтобы исключить возможность восстановления питания потребителей, отключенных устройствами АЧР, от тех же дефицитных источников питания.
8. Устройства АЧР не должны ложно срабатывать при КЗ, их отключении от РЗ, в циклах АПВ и АВР.

Принципы построения системы АЧР

Принципы построения автоматической частотной разгрузки впервые были сформулированы в СССР в 50-60-е годы, а в начале 70-х создана существующая концепция, в соответствии с которой система АЧР была разделена на две категории АЧР I и АЧР II:

- АЧР I – быстродействующая категория разгрузки, предназначенная для прекращения снижения частоты на допустимом уровне, т.е. выполняет *защитную* функцию. Состоит из большого количества очередей разгрузки, имеющих различные уставки по частоте;
- АЧР II – категория разгрузки, предназначенная для восстановления частоты, предотвращения зависания частоты после действия АЧР I, а также для предотвращения снижения частоты ниже допустимого уровня при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности, т.е. выполняет *восстановительную* функцию. Состоит из нескольких очередей разгрузки с близкими уставками по частоте и различными уставками по времени.

Такая концепция распределения разгрузки на большое число очередей по частоте – АЧР I и по времени – АЧР II обеспечивает самонастройку, т.е. отключение потребителей в объеме, близком к возникшему аварийному дефициту активной мощности и достаточном для восстановления частоты до уровня допустимого для кратковременной работы энергосистемы (не ниже 49.0 Гц).

Характер изменения частоты в энергосистеме при внезапном дефиците мощности в момент t_0 показан на рис. 2.1. Действие очередей АЧР I с 1-й в момент t_1 по $f_{ю}$ – (уставка по частоте),

$$f_{i \text{ АЧР I}} = f_{1 \text{ АЧР I}} - (i - 1)\Delta f$$

приводит к замедлению и прекращению снижения частоты, а очередей АЧР II с 1-й по 4-ю. Уставка по времени

$$t_{4 \text{ АЧР II}} = t_{1 \text{ АЧР II}} + 3\Delta t$$

приводит к восстановлению частоты выше уставки возврата АЧР II.

По мере аварийного снижения частоты срабатывают устройства АЧР I со всё более низкими уставками по частоте, а при восстановлении частоты срабатывают устройства АЧР II со всё более высокими уставками по времени. При большом дефиците мощности сработает большее суммарное число очередей АЧР I и АЧР II. Этим достигается самонастройка.

Ликвидация оставшейся части дефицита мощности после возврата устройств АЧРІІ и восстановление частоты до номинальной осуществляется оперативным путём.

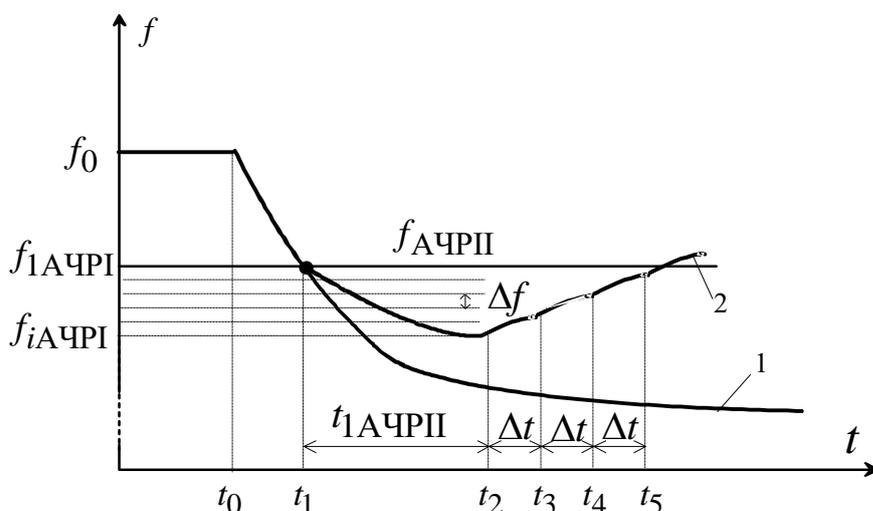


Рис.2.1. Изменение частоты в энергосистеме при внезапном дефиците мощности: 1 – при отсутствии АЧР; 2 – при наличии АЧРІ и АЧРІІ

Распределение потребителей по очередям АЧРІ и АЧРІІ учитывает их ответственность. Более ответственные потребители подключаются к очередям АЧРІ с меньшими уставками по частоте или к очередям АЧРІІ с большими уставками по времени.

Недостаток данной концепции – нарушение последовательности отключения потребителей при различном характере возникновения дефицита активной мощности. При возникновении большого внезапного дефицита мощности очереди АЧРІ с низкими уставками по частоте отключают ответственных потребителей, а АЧРІІ может не работать. При медленном нарастании дефицита АЧРІІ отключает ответственных потребителей, а АЧРІ не отключает.

Устранение этого недостатка достигается *совмещенным* исполнением очередей АЧРІІ, которые действуют на отключение тех же потребителей, что и очереди АЧРІ, в требуемой последовательности. Однако, нельзя выполнять совмещенными все очереди АЧРІІ, так как сильно замедляется восстановление частоты. Если от АЧРІ отключились « k » очередей, то полностью совмещенная АЧРІІ начнет отключать потребителей с выдержкой времени « $k+1$ » очереди, т.е. с выдержкой времени.

$$t_{1АЧРІІ} + k\Delta t$$

Поэтому первые очереди АЧРІІ выполняются несовмещенными.

Для ускорения разгрузки при особо больших локальных дефицитах активной мощности предназначена *дополнительная* автоматическая разгрузка, действующая *превентивно* уже в начальной стадии процесса снижения частоты по факту аварийного ослабления связи с энергосистемой (отключение линии электропередачи, автотрансформатора связи) или по скорости снижения частоты.

Для быстрого восстановления питания потребителей, отключенных устройствами АЧР, предназначено *частотное АПВ* (ЧАПВ), действующее после восстановления частоты в энергосистеме. Установка устройств ЧАПВ особенно рекомендуется:

- для включения ответственных потребителей, отключаемых последними очередями АЧР;
- на подстанциях без постоянного дежурного персонала и телеуправления, расположенных далеко от пункта размещения оперативных выездных бригад;
- при необходимости исправления ложных действий устройств АЧР.

Параметры срабатывания устройств АЧР и объем разгрузки

Уставки очередей АЧРІ по частоте ранее были установлены в диапазоне от 48,5 до 46,5 Гц с интервалами 0.1 Гц. В настоящее время рекомендуется диапазон частот от 49,2 до 47,5 Гц в связи с требованиями заводов-изготовителей энергетического оборудования и технологического регламента АЭС.

Уставка по времени всех очередей АЧРІ должна быть 0,15 – 0,3 с.

Суммарная мощность нагрузки, которая может быть отключена устройствами АЧРІ:

$$P_{\text{АЧРІ}} \geq \Delta P_{\Gamma} + 0,05 P_{\text{Н0}},$$

где ΔP_{Γ} – максимальный реально возможный дефицит генерируемой мощности, обусловленный в *энергорайоне* отключением наиболее мощного генератора или блока, в *энергосистеме* – отключением мощной электростанции, в *энергосистеме, входящей в ОЭС*, – отключением магистральной линии;

$P_{\text{Н0}}$ – суммарная мощность энергорайона, энергосистемы, ОЭС в исходном режиме до возникновения аварийного дефицита мощности.

Суммарная мощность $P_{\text{АЧРІ}}$ приблизительно равномерно распределяется по очередям с подключением более ответственных потребителей к очередям с меньшими уставками по частоте. Объем «спецочереды» (49,2 Гц) и «технологической» очереди (49,1 Гц) должен составлять около 4% от потребления.

Уставки очередей АЧРІІ по времени ранее были установлены в диапазоне от 5-10 с до 70-90 с с интервалами не менее 3 с. В настоящее время рекомендуются уставки от 5 до 39 с с интервалами не менее 2 с.

Уставка по частоте всех очередей АЧРІІ устанавливалась на уровне 48,8 Гц. В настоящее время рекомендуется 49,1 Гц (с возвратом +0,1 Гц) для первых очередей АЧРІІ с уставками по времени 5, 7, 9, 11 с. Эти очереди отключают потребителей, не подключенных к АЧРІ, и называются несовмещенными очередями АЧРІІ. Следующие очереди с уставками 13-39 с рекомендуется выполнять совмещенными и принимать их уставки по частоте 49,0 Гц (с возвратом +0,1 Гц); 48,9 Гц (с возвратом +0,2 Гц); 48,8 Гц (с возвратом +0,3 Гц); 48,7 Гц (с возвратом +0,4 Гц).

Общий объем несовмещенной АЧРІІ

$$P_{\text{АЧРІІ}} \geq 0,1 P_{\text{Н0}}.$$

Общий объем совмещенной АЧРІІ должен составлять не менее 30% объема АЧРІ.

Распределение общего объема несовмещенной АЧРІІ по очередям равномерное. Объемы очередей совмещенной АЧРІІ для каждой уставки по частоте можно определить по формуле, соответствующей (2):

$$\Delta P\% = 2k_{\text{Н}} \Delta f,$$

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{Н0}}} \cdot 100\%$$

где

$k_{\text{Н}}$ принимается равным 2,0;

$$\Delta f = \begin{aligned} &0,5 = (49,2 - 48,7) - \text{для уставки } 49,0 \text{ Гц,} \\ &0,8 = (49,2 - 48,4) - \text{для уставки } 48,9 \text{ Гц,} \\ &1,2 = (49,2 - 48,0) - \text{для уставки } 48,8 \text{ Гц,} \\ &1,7 = (49,2 - 47,5) - \text{для уставки } 48,7 \text{ Гц.} \end{aligned}$$

Более ответственные потребители подключаются к очередям с большими уставками по времени и меньшими по частоте.

Уставки очередей ЧАПВ по частоте 49,4 – 49,9 Гц, уставки по времени в диапазоне 10 ÷ 90 с с интервалом 5 с. Уставки по частоте и времени ЧАПВ выполняются максимальными для очередей АЧР на верхних уставках частоты (малоответственные потребители) и снижающимися для очередей АЧР с более низкими уставками по частоте (более ответственные потребители).

3. Устройство автоматической частотной разгрузки «Сириус-2-АЧР»

Устройство автоматической частотной разгрузки «Сириус-2-АЧР» (в дальнейшем – устройство) предназначено для использования на электростанциях и подстанциях энергосистем с целью ликвидации дефицита активной мощности путем автоматического отключения потребителей при снижении частоты (АЧР) с последующим автоматическим повторным включением отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ) в сетях до 500 кВ.

Эксплуатационные возможности:

- задание внутренней конфигурации и режима работы устройства;
- ввод и хранение уставок;
- контроль и индикацию значения напряжений и частоты, подводимых к устройству;
- передачу текущих параметров, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- выполнение функций АЧР и ЧАПВ на основе совпадения измерений одновременно по двум входным измерительным каналам – основного и контрольного;
- блокировку выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов, выдачу предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях подстанции.

Функции, выполняемые устройством:

- автоматическая частотная разгрузка до 4 групп присоединений;
- автоматическое обратное повторное включение отключенных присоединений;
- возможность блокирования ступеней категории АЧР-I по скорости падения частоты и напряжения;
- возможность блокирования ступеней АЧР от органа направления мощности;
- возможность ускорения ступеней категории АЧР-II по скорости падения частоты;
- обеспечение необходимых блокировок, запрещающих срабатывание АЧР.

Устройство производит измерение параметров входных аналоговых сигналов:

- линейного напряжения основного канала (основной секции шин);
- линейного напряжения контрольного канала (контрольной секции шин);
- частоты основного канала (линейного напряжения основной секции шин);

- частоты контрольного канала (линейного напряжения контрольной секции шин);
- тока ввода (для организации ОНМ совместно с напряжением основной секции).

Некоторые технические характеристики устройства (рис. 2.2.).

Устройство подключается к ТН с номинальным вторичным напряжением 100 В и номинальными первичными напряжениями от 3 до 500 кВ.

Устройство может подключаться к ТТ с номинальным вторичным током 5 А с целью организации блокировки АЧР по направлению мощности.

Устройство формирует сигнал «Сигнализация» длительностью (Тсигнализации): 1, 2, 3, 5, 10, 20 секунд или длительно, до сброса подачей сигнала «Сброс сигнализации».

Устройство обеспечивает накопление, хранение, просмотр на ЖКИ или передачу по ЛС информации о 99 последних зафиксированных срабатываниях (АЧР или ЧАПВ).

Устройство обеспечивает накопление, хранение, просмотр на ЖКИ или передачу по ЛС информации о 1000 последних зафиксированных событиях.

Устройство обеспечивает хранение параметров настройки и конфигурации защит и автоматики (уставок) в течение всего срока службы вне зависимости от наличия напряжения питания.



Рис. 2.2. Передняя панель устройства «Сириус 2 АЧР»

На передней панели устройства установлены:

– ЖКИ, содержащий четыре строки по 20 знакомест, с управляемой подсветкой и регулируемой контрастностью;

– кнопки клавиатуры управления (шесть кнопок управления диалогом «человек-машина», а также кнопка сброса сигнализации);

– светодиоды сигнализации (индикация питания, наличие блокировок, состояние пуска ступеней, срабатывания ступеней и др.).

Также на лицевой панели расположен разъем USB для подключения компьютера.

Наличие трех или четырех независимых интерфейсов связи предназначены для локальной работы и встраивания в АСУ ТП. Интерфейс USB для локальной связи располагается на лицевой панели. Основной интерфейс RS485 с поддержкой протокола ModBus RTU расположен на задней панели устройства, где размещаются также дополнительные интерфейсы

В состав устройства входят следующие модули (рис.2.3):

- модуль микроконтроллера (МК);
- модуль дискретного ввода-вывода (ДВВ);
- модуль релейного вывода (РВ-1);
- модуль релейного вывода (РВ-2);
- модуль трансформаторов напряжения и тока (ТН и ТТ);
- модуль питания (ПИТ);
- модуль клавиатуры и индикации (КИ).

Модуль микроконтроллера (МК) включает в себя плату микропроцессорного контроллера. Плата микропроцессорного контроллера содержит микропроцессор, память программ (ПЗУ), сохраняемое ОЗУ, сторожевой таймер, часы-календарь, схему резервного питания памяти и календаря от сменной батарейки, энергонезависимую память уставок, три последовательных канала связи (USB, RS485 и третий – в зависимости от варианта исполнения), а также 8-канальный 14-разрядный АЦП.

Модуль МК выполняет следующие функции.

- прием аналоговых сигналов от трансформаторов, расположенных на модуле трансформаторов напряжения, с помощью АЦП;
- фильтрация аналоговых сигналов, включая подавление высокочастотных составляющих (начиная со второй гармоники) в каналах напряжения и тока;
- расчет частоты входных сигналов напряжения;
- расчет действующих значений первой гармоники входных сигналов напряжения и тока;
- сравнение рассчитанных значений напряжений и частот с уставками;
- постоянный опрос всех дискретных сигналов;
- обслуживание ФЛС устройства;
- выдача сигналов на соответствующие реле;
- индикация состояния устройства на светодиодах;
- опрос управляющих кнопок;
- обслуживание каналов связи;
- вывод информации на ЖКИ;
- постоянная самодиагностика модулей.

Модуль клавиатуры и индикации (КИ) устройства, и содержит клавиатуру, светодиоды и ЖКИ с логикой управления. Он позволяет опрашивать состояние кнопок, выводить информацию на светодиоды и ЖКИ в буквенно-цифровом виде, а также управлять подсветкой и контрастностью ЖКИ.

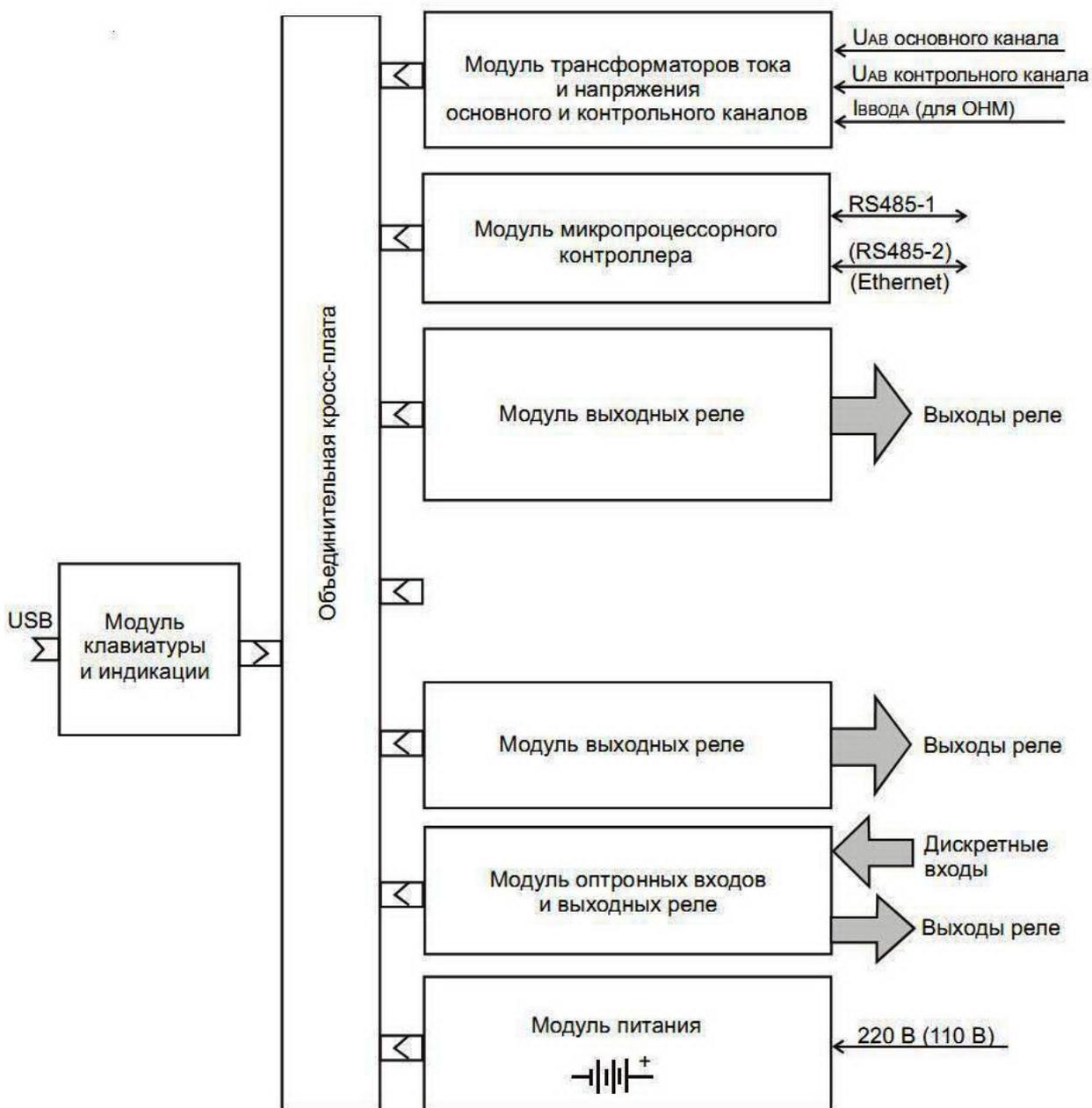


Рис.2.3. Структурная схема устройства «Сириус-2-АЧР»

Модули релейного вывода (РВ-1 и РВ-2) содержит по 8 выходных реле, которые обеспечивают гальваническую развязку и обладают высокой коммутирующей способностью.

Модули оптронных входов обеспечивают:

- гальваническую развязку входных дискретных сигналов от электронной схемы устройства;
- высокую помехоустойчивость функционирования за счет высокого порога срабатывания оптоэлектронного преобразователя не ниже 0,6 от U .

Режимы работы:

- При включении питания происходит полная проверка программно доступных узлов устройства, включая центральный процессор, процессор цифровой обработки сигналов, ПЗУ, ОЗУ, энергонезависимую память уставок и АЦП. В случае обнаружения отказов, а также при отсутствии оперативного питания выдается сигнал нормально замкнутыми контактами реле «Отказ», и устройство блокируется.

- Устройство способно диагностировать свои программно доступные узлы: центральный процессор, процессор цифровой обработки сигналов (DSP), ПЗУ, ОЗУ, энергонезависимую память уставок и АЦП. Диагностика осуществляется разово (при запуске устройства по включению питания) и постоянно в фоновом режиме (в процессе функционирования).

- Устройство всегда находится в режиме слежения за напряжением и частотой двух секций шин. В случае выполнения условий срабатывания соответствующих ступеней очередей АЧР и ЧАПВ устройство выдает соответствующие сигналы на выходные реле, светодиоды и ЖКИ на передней панели. С помощью кнопок диалога в устройстве можно выбрать следующие пункты меню:

- «Срабатывания»;
- «Контроль»;
- «Настройки»;
- «Уставки»;

В любом из этих режимов устройство полностью выполняет все свои функции – АЧР и ЧАПВ.

Принцип действия:

- При включении питания происходит тестирование работоспособности устройства. При успешном прохождении тестов включается реле «Отказ», нормально замкнутые контакты размыкаются, сигнал «Отказ» снимается.

- Циклически считываются данные с АЦП, осуществляется цифровая фильтрация сигналов, вычисляются действующие значения напряжений и частота входного сигнала по обоим каналам.

- В случае понижения частоты до порога срабатывания одной из ступеней АЧР, причем по обоим каналам одновременно, запускается выдержка времени данной ступени и, в случае сохранения пусковых условий, происходит срабатывание выходного реле АЧР.

- Выходные реле АЧР могут работать в трех режимах: непрерывном, следящем и импульсном.

Ниже приведены рисунки (рис. 2.4, 2.5 и 2.6), анализ которых рекомендуется провести самостоятельно и получить дополнительное представление об устройстве «Сириус – 2 – АЧР»

Средства противоаварийного управления в энергетических системах

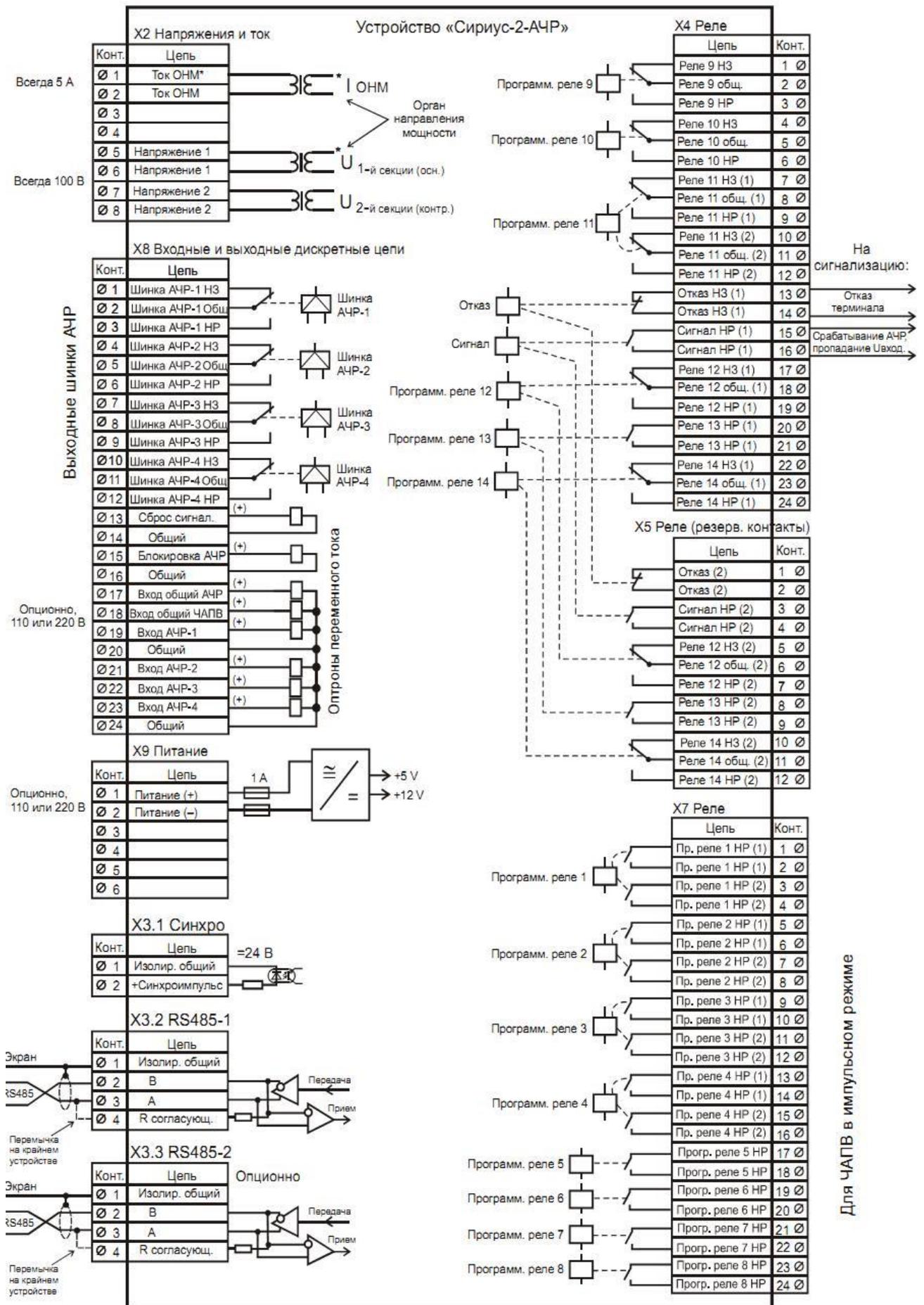


Рис. 2.4. – Схема подключения устройства «Сириус-2-АЧР» к внешним цепям

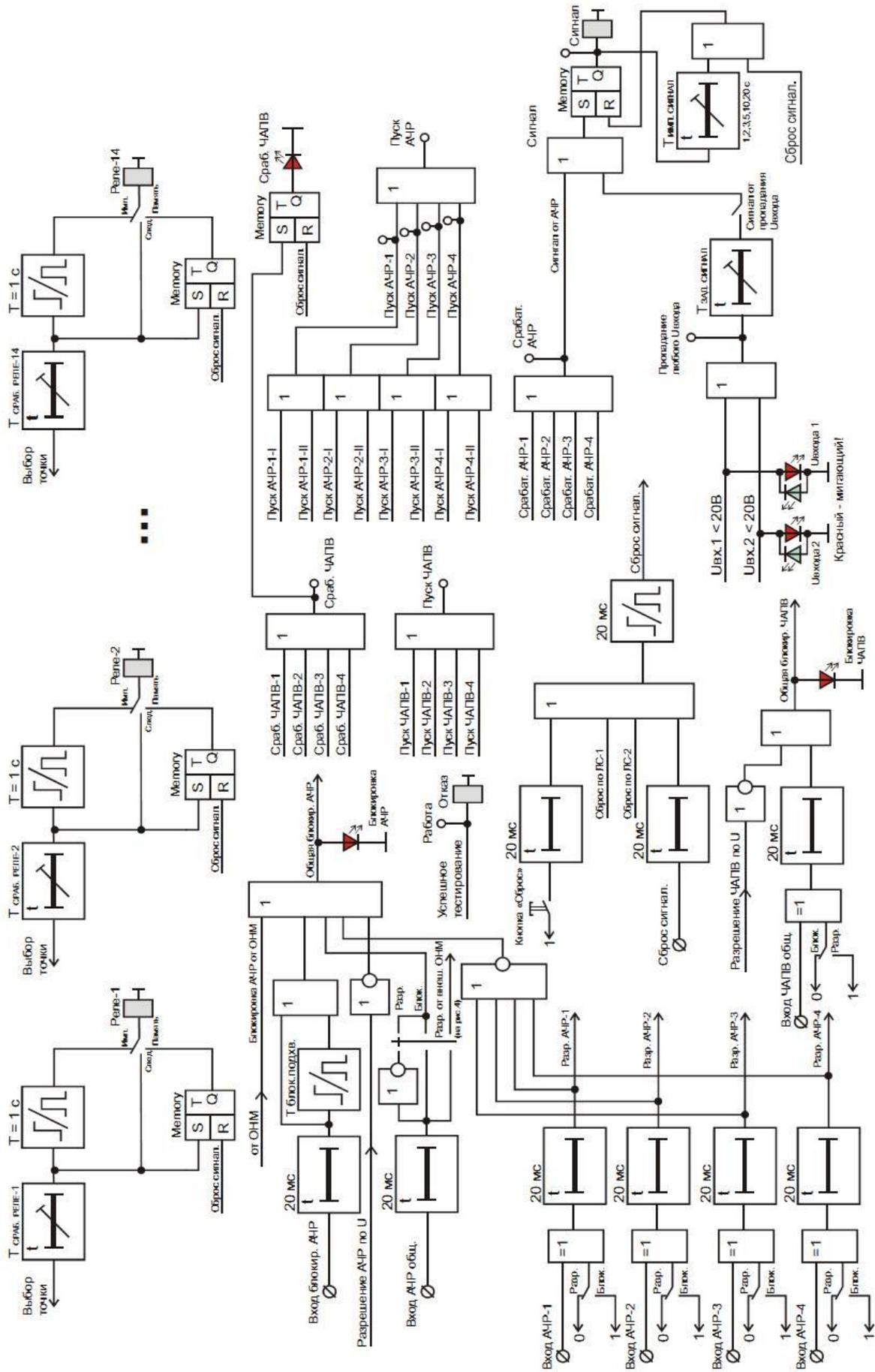


Рис. 2.5. Функциональная схема устройства «Сирус-2-АЧР»

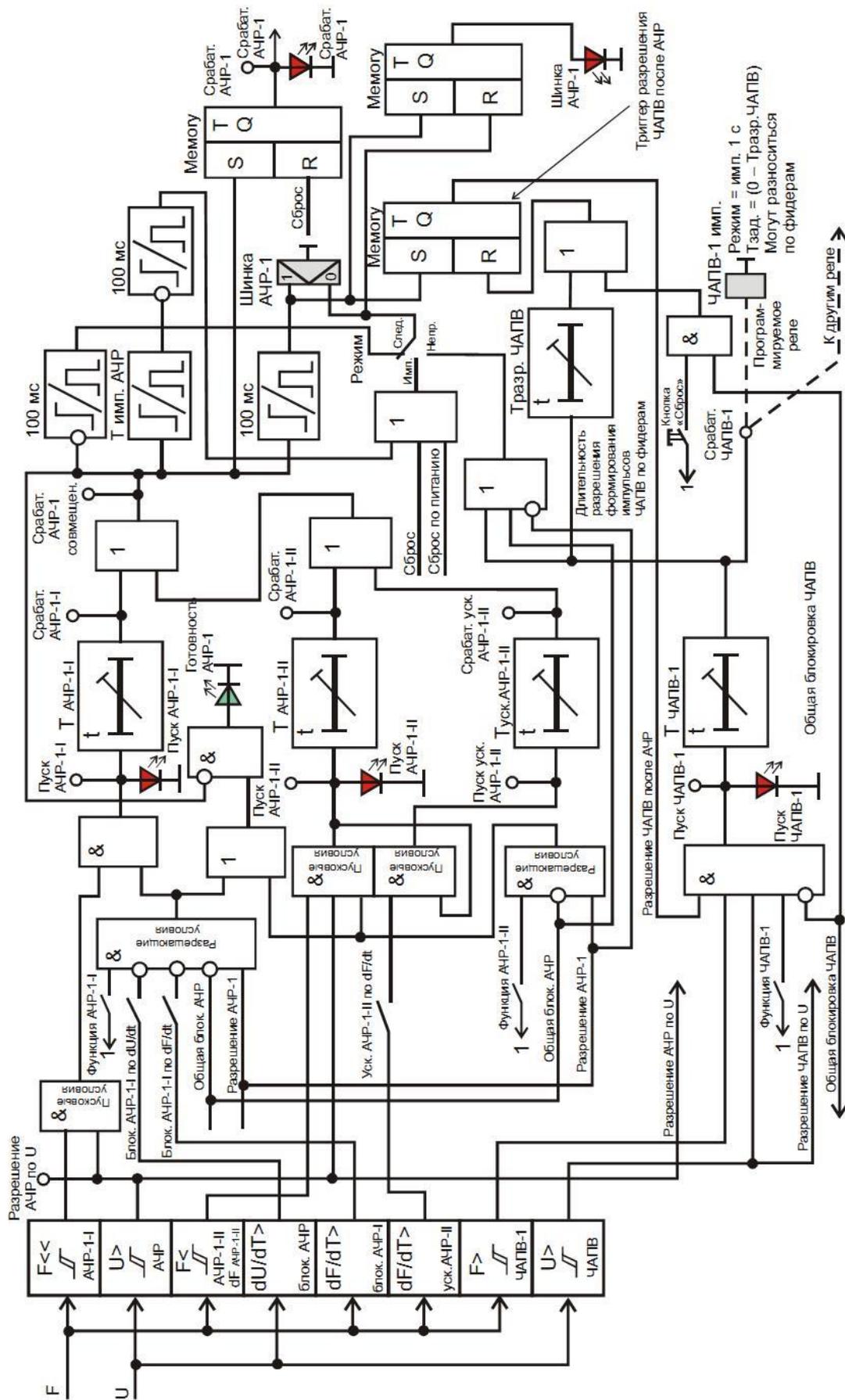


Рис. 2.6. Функциональная схема одной из очередей устройства «Сириус-2-АЧР»

4. Расчет параметров настройки АЧР

В отделившейся части энергосистемы:

- мощность включенных блоков в доаварийном режиме

$$P_{A0\Sigma} = 400 \text{ МВт}$$

- мощность нагрузки

$$P_{H0\Sigma} = 542 \text{ МВт}$$

Максимальный расчетный дефицит для обеспечения нагрузки

$$\Delta P_D = P_{H0\Sigma} - P_{A0\Sigma} = 542 - 400 = 142 \text{ МВт}$$

Это составляет 26% от всей мощности.

Для очередей АЧР I и АЧР II конкретно принимаем следующие параметры настройки:

- а) для всех очередей АЧР II $f = 48,7 \text{ Гц}$;

- б) уставки по времени АЧР II:

- первая очередь $t_{AЧР II}^H = 6 \text{ с}$;

- последняя очередь $t_{AЧР II}^B = 60 \text{ с}$;

- с) разница уставок по времени соседних очередей АЧР II

$$\Delta t_{AЧР II} = 3 \text{ с} ;$$

- д) число очередей АЧР II

$$N_{AЧР II} = \frac{t_{AЧР II}^B - t_{AЧР II}^H}{\Delta t_{AЧР II}} + 1 = \frac{60-6}{3} + 1 = 19;$$

- е) уставки по частоте для АЧР I:

ф) - первая очередь $t_{AЧР I}^B = 48,7 - 0,2 = 48,5 \text{ Гц}$;

г) - последняя очередь $t_{AЧР I}^H = 46,5 \text{ Гц}$;

- х) разница уставок по частоте соседних очередей АЧР I

$$\Delta f_{AЧР I} = 0,1 \text{ Гц} ;$$

- и) число очередей АЧР I

$$N_{AЧР I} = \frac{f_{AЧР I}^B - f_{AЧР I}^H}{\Delta f_{AЧР I}} + 1 = \frac{48,5 - 46,5}{0,1} + 1 = 21;$$

- ж) суммарная мощность потребителей, подводимых под АЧР I, определяется без учета вращающегося резерва в соответствии с исходными условиями

$$P_{AЧР I} = \Delta P_D + 0,05 * P_{H0\Sigma} = 169 \text{ МВт};$$

- з) мощность АЧР I распределяем между очередями равномерно

л)
$$\Delta P_{AЧР I} = \frac{P_{AЧР I}}{N_{AЧР I}} = \frac{169}{21} \approx 8 \text{ МВт};$$

- м) суммарная мощность потребителей, отключаемых очередями АЧР II:

- $P_{AЧР II} = 0,4 * P_{AЧР I} = 0,4 * 149 \approx 68 \text{ МВт}$;

- $P_{AЧР II} = 0,1 * P_{H0\Sigma} = 0,1 * 542 \approx 54 \text{ МВт}$;

п) принимаем большее значение

$$P_{\text{АЧРII}} = 68 \text{ МВт};$$

о) мощность РАЧРII распределяем между очередями равномерно

$$р) \quad \Delta P_{\text{АЧРII}} = \frac{P_{\text{АЧРII}}}{N_{\text{АЧРII}}} = \frac{68}{19} \approx 3,5 \text{ МВт.}$$

5. Подготовка доклада на конференцию (по желанию).

На основании изученного материала выбрать тему доклада на конференции по АЧР и согласовать ее с преподавателем.

Провести дополнительный анализ АЧР по различным источникам информации.

По результатам своей работы составить для конференции презентацию доклада.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Назначение АЧР1?
- 6.2. Назначение АЧР2?
- 6.3. Укажите требования, предъявляемые к схемам АЧР?
- 6.4. До какого значения должна подниматься частота в энергосистеме после срабатывания устройств АЧР?
- 6.5. Какая начальная уставка по частоте устройства АЧР1?
- 6.6. Какая начальная уставка по частоте устройства АЧР2?
- 6.7. Какая начальная уставка по времени устройства АЧР2?

7. Содержание отчета

- 7.1. Наименование практического занятия.
- 7.2. Цель практического занятия.
- 7.3. Графики изменения частоты в энергосистеме.
- 7.4. График АЧР с зависимой уставкой по частоте от времени.
- 7.5. Структурная схема «Сириус -2- АЧР»
- 7.6. Расчет объема автоматической разгрузки энергосистемы.
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы и предложения по совершенствованию АЧР.

Практическое занятие № 3

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА*1. Цель работы*

В ходе практического занятия изучить процессы в электрической сети при асинхронном режиме работы. Выяснить основные признаки асинхронного хода. Познакомиться с устройствами АЛАР. Следует обратить внимание на недостатки применяемых устройств АЛАР и варианты их дальнейшего совершенствования.

2. Общие сведения

Устройства АЛАР предназначены для выявления и ликвидации асинхронного режима синхронных генераторов в энергосистеме.

Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости параллельной работы генерирующих источников или потери возбуждения синхронным генератором.

Рассмотрим двухмашинный асинхронный режим по упрощенной схеме замещения (рис. 3.1,в), к которой преобразуется схема замещения рис. 3.1,б путем приведения сопротивлений нагрузки $Z_{н1}$ и $Z_{н2}$ к зажимам ЭДС и отбрасывание их как не влияющих на ток в электропередаче. В необходимых случаях учитывается отбор мощности Z_n (см. рис. 3.1,г).

При двухмашинном асинхронном режиме происходит периодическое изменение угла δ_{12} между ЭДС \dot{E}_1 и \dot{E}_2 несинхронных источников от нуля до 360° с частотой скольжения

$$f_{s1} = f_1 - f_2; \quad f_{s2} = f_2 - f_1 = -f_{s1}.$$

При синхронных качаниях $\delta_{12} < 180^\circ$, а взаимное скольжение f_s периодически меняет знак, колеблясь около нуля.

Рассмотрим эти признаки асинхронного режима.

Периодические изменения действующего значения напряжения и угла между векторами напряжений в различных точках электропередачи (качания напряжений).

При асинхронном режиме вектор \dot{E}_1 проворачивается относительно вектора \dot{E}_2 , принятого неподвижным и постоянным по величине. На рис. 3.2,а для четырех значений $\delta_{12} = 0^\circ(a)$, $90^\circ(b)$, $180^\circ(c)$ и $270^\circ(d)$ построены векторные диаграммы напряжений в произвольных точках А и В однородной электропередачи с сопротивлением Z_s .

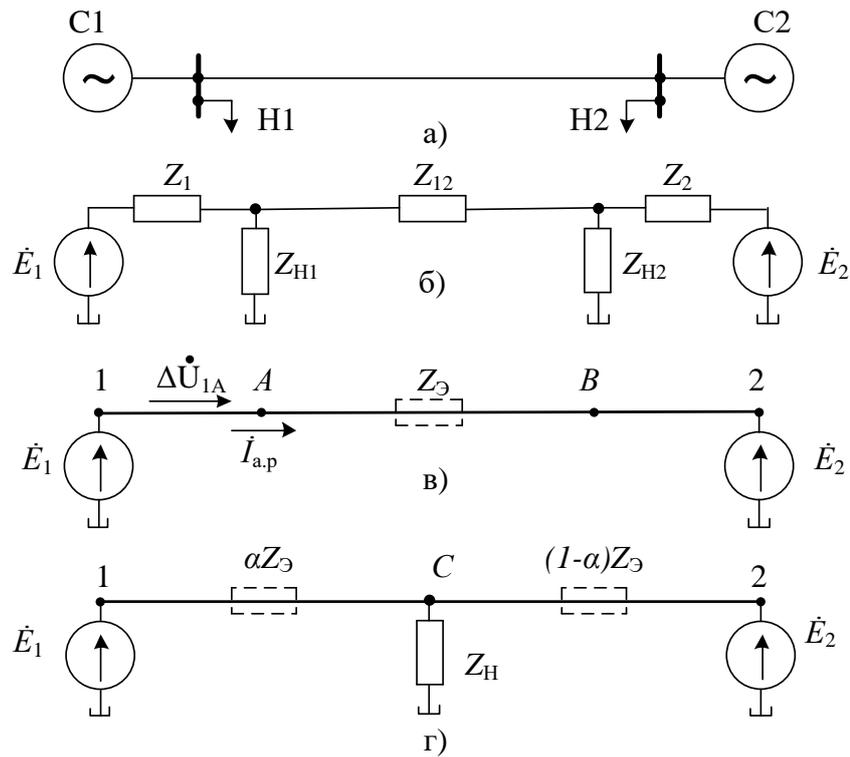


Рис. 3.1. Схемы для анализа асинхронного режима

- а – схема электроэнергетической системы;
- б – схема замещения;
- в – упрощенная схема замещения;
- г – схема замещения с отбором мощности;

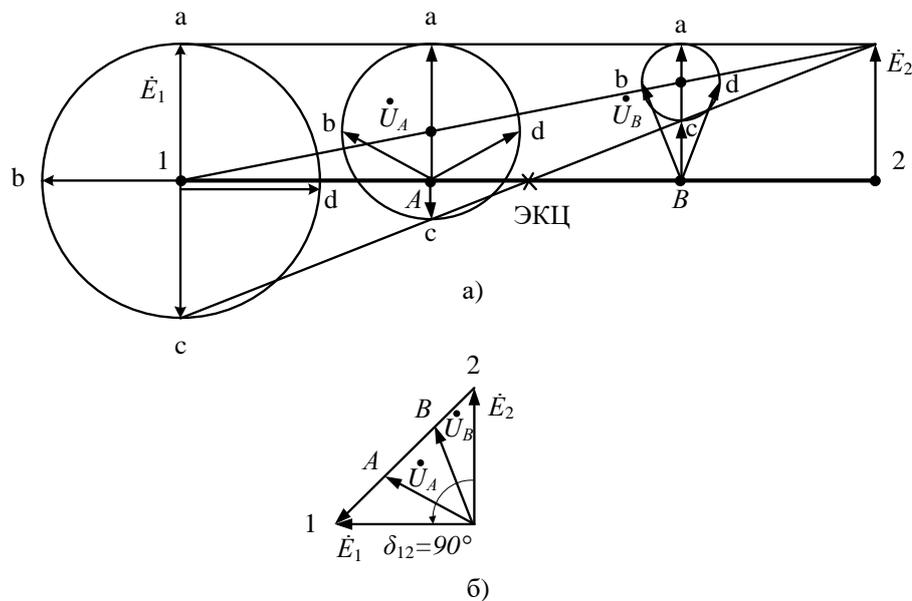


Рис. 3.2. Распределение напряжения по линии при асинхронном режиме
 а – векторные диаграммы в различных точках линии при четырех значениях угла δ_{12} ;
 б – векторная диаграмма при $\delta_{12}=90^\circ$

Векторная диаграмма на рис. 3.2,б построена для угла $\delta_{12} = 90^\circ$. Падение напряжения на участке электропередачи, например 1А:

$$\Delta \dot{U}_{1A} = (\dot{E}_1 - \dot{E}_2) Z_{1A} / Z_\Sigma,$$

где Z_{1A} и Z_Σ – сопротивление участка 1А и всей однородной электропередачи соответственно, а напряжение в точке А:

$$\dot{U}_A = \dot{E}_1 - \Delta \dot{U}_{1A}.$$

По диаграммам, приведенным на рис. 3.2, построены на рис. 3.3 кривые изменения величин и фаз напряжений в различных точках электропередачи $\alpha = A, B, \text{ЭЦК}$ (электрический центр качаний) за один цикл качаний, где U_α – напряжение в соответствующей точке, $\delta_{1\alpha}$ – угол между \dot{E}_1 и \dot{U}_α . В следующем цикле эти изменения повторяются.

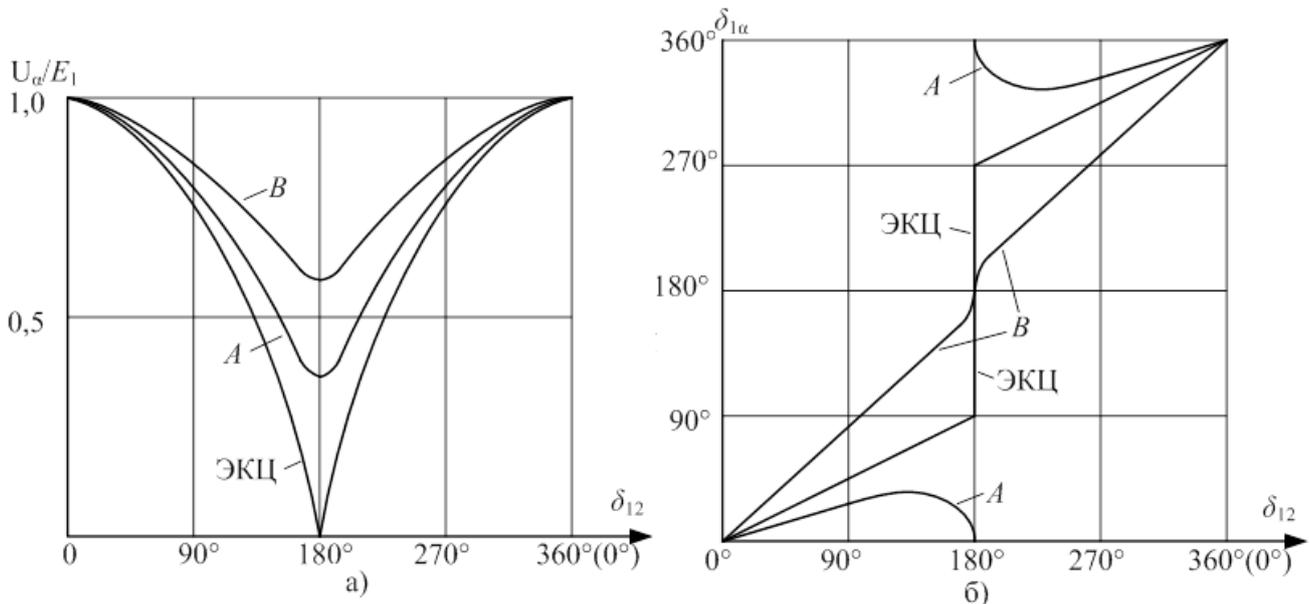


Рис.3.3. Изменение при асинхронном режиме напряжений в точках А, В, ЭЦК
а – значения; б – фазы относительно \dot{E}_1

Из приведенных рисунков следуют особенности качания напряжений при асинхронном режиме:

- напряжение в любой точке электропередачи достигает минимального значения при $\delta_{12} = 180^\circ$, причем этот минимум тем меньше, чем ближе находится рассматриваемая точка к электрическому центру качаний ЭЦК, в котором напряжение снижается до нуля; электрическая удаленность ЭЦК от E_1

$$Z_{1\text{ЭЦК}} = Z_\Sigma \frac{E_1}{E_1 + E_2};$$

- векторы напряжений двух произвольных точек электропередачи (3.3) ршат друг относительно друга полные провороты, если эти точки лежат по разные стороны от ЭЦК, и совершают качания, не превышающие $\pm 90^\circ$, если точки лежат по одну сторону от ЭЦК;
- при $\delta_{12} = 0$ и $\delta_{12} = 180^\circ$ векторы напряжений всех точек электропередачи коллинеарны.

Периодические изменения (качания) тока во всех элементах, связывающих несинхронные ЭДС.

Ток асинхронного режима

$$\dot{I}_{a.p} = \frac{\dot{E}_1 - \dot{E}_2}{Z_{\Sigma}} = f(\delta_{12}).$$

Зависимость $I_{a.p} = f(\delta_{12})$ показана кривой 1 на рис. 3.4, где

$$I_{a.p180^\circ} = \frac{E_1 + E_2}{Z_{\Sigma}}; \quad I_{a.p0^\circ} = \frac{E_1 - E_2}{Z_{\Sigma}},$$

$I_{a.p.п}$ - переменная составляющая огибающей полного тока.

При $E_1 = E_2$ ток $I_{a.p} = I_{a.p180^\circ} \sin \frac{\delta_{12}}{2}$ (кривая 2).

Зависимость тока от времени аналогична зависимости от δ_{12} , но отличается от нее в реальных условиях из-за изменения скольжения в течение цикла асинхронного режима.

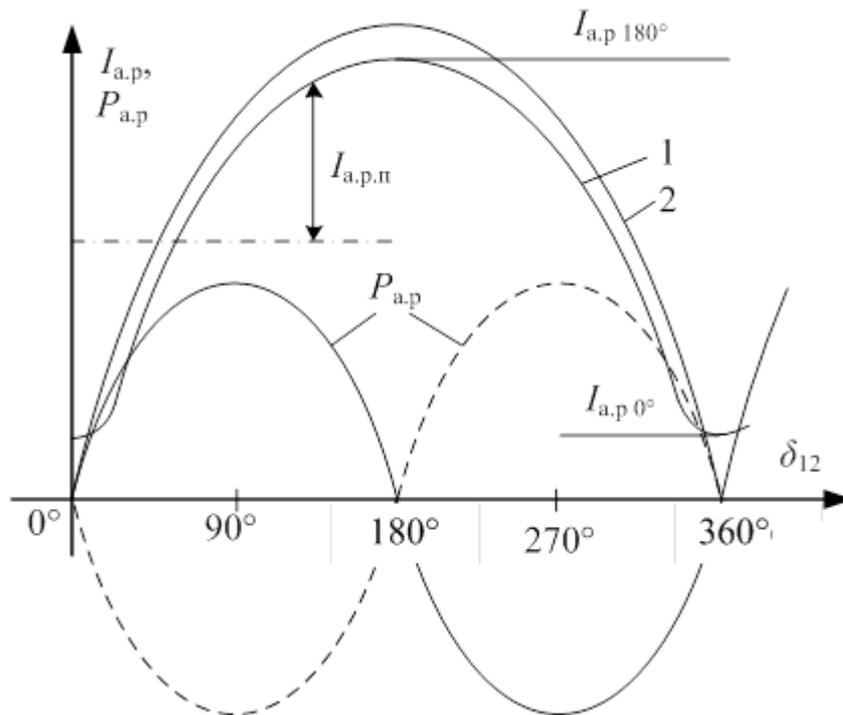


Рис.3.4. Изменение тока асинхронного режима и активной мощности в электропередаче за один цикл качаний

Угол сдвига фаз φ_α между током $\dot{I}_{a.p}$ и напряжением \dot{U}_α при переходе δ_{12} через 180° равен углу φ_Z сопротивления электропередачи Z_{Σ} , если точка α находится между \dot{E}_1 и ЭЦК, и $\varphi_\alpha = 180^\circ + \varphi_Z$, если точка α находится между \dot{E}_2 и ЭЦК.

Периодические изменения сопротивления на зажимах реле, установленных в различных точках электропередачи.

Сопротивление на зажимах реле в некоторой точке α электропередачи

$$Z_{p\alpha} = \frac{\dot{U}_\alpha}{\dot{I}_{a.p}} = R + jX = f(\delta_{12}).$$

Зависимость $Z_{p\alpha} = f(\delta_{12})$ для точек A , B и ЭЦК электропередачи показаны на рис. 3.5. Они имеют вид окружностей, центр которых расположен на направлении вектора Z_{Σ} . При $E_2/E_1=1,0$ окружности вырождаются в прямые. Сопротивление $Z_{p\alpha}$ принимает минимальное значение при $\delta_{12} = 180^\circ$:

$$Z_{p\alpha} = U_{\alpha \min} / I_{a.p \max},$$

когда вектор $Z_{p\alpha}$ пересекает направление вектора Z_{Σ} . Изменение величины $Z_{p\alpha}$ за один цикл качаний значительно больше, чем изменение U_{α} .

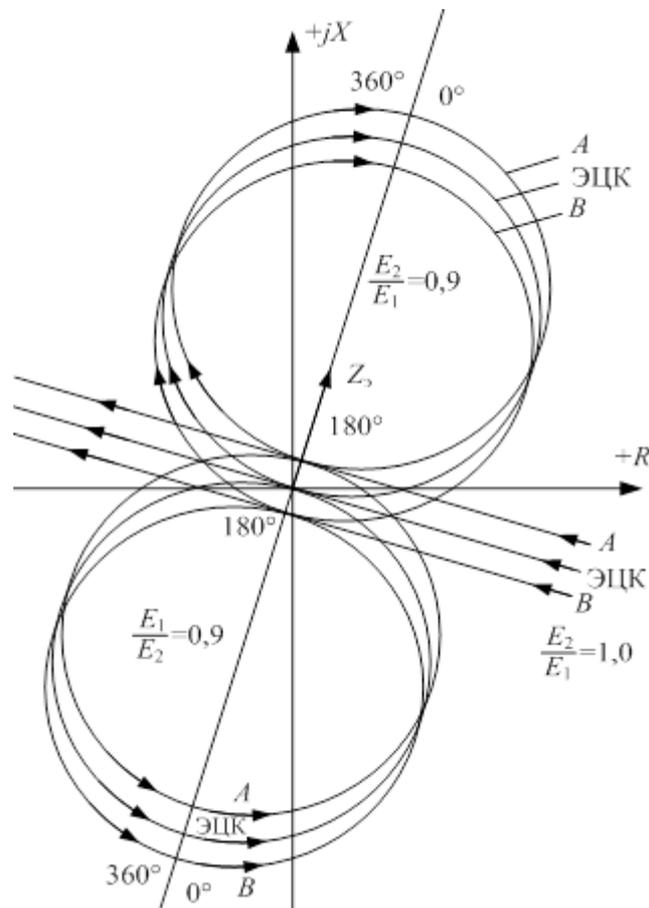


Рис.3.5. Изменение сопротивления на зажимах реле в точках A , ЭЦК, B электропередачи за один цикл качаний при различных соотношениях E_1 и E_2

Периодические изменения (качания) активной мощности в электропередаче.

Наличие активной составляющей R_{Σ} в эквивалентном сопротивлении Z_{Σ} приводит к потере активной мощности, т.е. значение мощности в электропередаче зависит от точки измерения α :

$$P_{\alpha} = \sqrt{3}U_{\alpha}I_{a,p} \cos \varphi_{\alpha} = f(\delta_{12}, \alpha).$$

Зависимости $P_{\alpha} = f(\delta_{12})$ в различных точках представляют собой синусоиды, смещенные относительно начала координат тем дальше, чем больше R_{Σ}/X_{Σ} . Для электропередач высокого напряжения это отношение весьма мало ($R_{\Sigma}/X_{\Sigma} < 0,1$) и можно принимать

$$P_{\alpha} \approx P_{a,p} \approx \frac{E_1 E_2}{X_{\Sigma}} \sin \delta_{12}.$$

Зависимость $P_{a,p} = f(\delta_{12})$ показана на рис. 3.4. Первую половину цикла качаний (сплошная кривая) источник 1 работает в генераторном режиме ($P_{a,p} > 0$), во вторую – в двигательном ($P_{a,p} < 0$). Средняя активная мощность за цикл асинхронного режима

мала. Отличительной особенностью зависимости $P_{a,p} = f(\delta_{12})$ при любом знаке скольжения является изменение знака мощности при $\delta_{12} \approx 180^\circ$, когда ток достигает максимума, а напряжение – минимума.

Опасность асинхронного режима:

- периодические снижения напряжения могут вызвать опрокидывание двигателей и бессистемное отключение пускателей в сети 0,4 кВ, а также понижение устойчивости параллельной работы генераторов в синхронно работающих частях энергосистемы;
- периодические увеличения тока и снижения напряжения могут привести к неселективной работе релейной защиты;
- периодические колебания активной мощности приводят к появлению знакопеременного момента на валу турбины, т.е. к дополнительным механическим усилиям;
- возможно возникновение резонансных колебаний, опасных для оборудования и синхронной работы внутри частей энергосистемы.

Алгоритм автоматической ликвидации асинхронного режима (АР) показан на рис. 3.6.



Рис. 3.6. Алгоритм ликвидации асинхронного режима

3. Микропроцессорная автоматика ликвидации асинхронного режима

Недостатками традиционных релейно-контактных и микросхемных бесконтактных устройств АЛАР являются:

- невозможность выявления АР ранее момента наступления максимального значения критического угла;

- сложность согласования статических и динамических характеристик срабатывания разнотипных реле с ограниченным быстродействием (тока, сопротивления, мощности), приводящая к отказу устройства АЛАР при повышенных скольжениях.

Указанные недостатки устраняются в микропроцессорном устройстве АЛАР-М, разработанном в ОАО «Институт «Энергосетьпроект»».

В устройстве для выявления и ликвидации АР используются не косвенные как в традиционных устройствах АЛАР, а прямые признаки – угол между ЭДС эквивалентных генераторов и скольжение.

Расчет ЭДС эквивалентных генераторов для схемы подключения АЛАР-М, приведенной на рис. 3.7, выполняется в темпе реального времени по формулам:

$$\dot{E}_{1Э} = E_{1Э} e^{j\psi_1} = \dot{K}_1 \dot{U}_n + \underline{Z}_1 \dot{I}_1;$$

$$\dot{E}_{2Э} = E_{2Э} e^{j\psi_2} = \dot{K}_2 \dot{U}_n + \underline{Z}_2 \dot{I}_2,$$

где \dot{U}_n – вектор контролируемого напряжения в узле n – месте установки устройства; \dot{I}_1, \dot{I}_2 – векторы контролируемых токов; $\dot{K}_1, \dot{K}_2, \underline{Z}_1, \underline{Z}_2$ – коэффициенты четырехполюсников, получаемые на основе предварительного моделирования расчетных схем, эти значения для разных схем вводятся и хранятся в энергонезависимой памяти устройства.

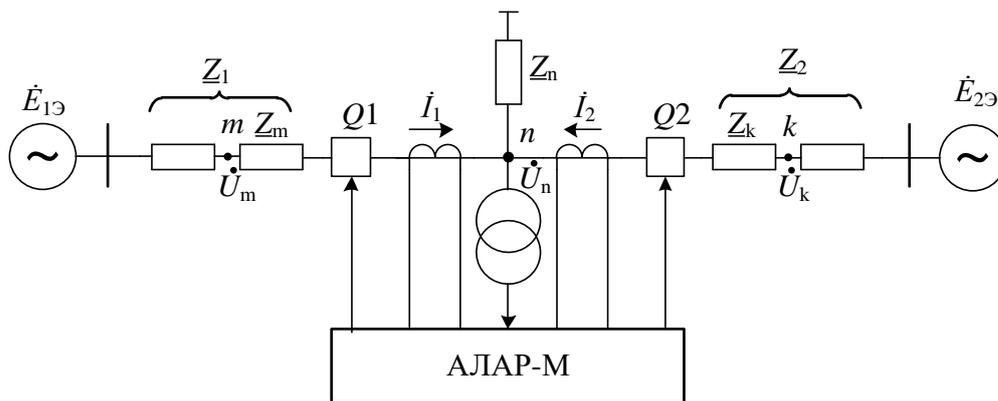


Рис. 3.9. Схема подключения АЛАР-М

Для выявления АР с учетом прогнозирования его развития используется угол электропередачи $\delta_Э = |\psi_1 - \psi_2|$.

Предельно допустимый по условиям устойчивой работы ЭЭС

$$\delta_{Э, доп} = \delta - \alpha,$$

где угол δ – параметр граничной фазовой траектории «угол – скольжение», α – угол, связанный с инерционными характеристиками энергосистемы:

$$\alpha = \arctg \left(\frac{K_{J12} - 1}{K_{J12} + 1} \cdot \operatorname{tg} \alpha_{12} \right); \quad K_{J12} = \frac{T_{J1Э}}{T_{J2Э}},$$

$T_{J1Э}, T_{J2Э}$ – постоянные инерции эквивалентруемых частей ЭЭС, приведенные к базисной мощности; α_{12} – угол, дополняющий до 90° аргумент взаимного эквивалентного сопротивления двухмашинной электропередачи.

Признаком наличия АР в энергосистеме является выполнение условия:

$$\delta_{\Sigma} \geq \delta_{\Sigma, \text{доп}}$$

Для выявления наличия электрического центра качаний – ЭЦК на контролируемом участке (зоне) $m - k$, что обеспечивает селективность действия, выполняется в устройстве расчет векторов напряжений

$$\dot{U}_m = U_m e^{j\psi_m} = \dot{K}_m \dot{U}_n + \underline{Z}_m \dot{I}_1,$$

$$\dot{U}_k = U_k e^{j\psi_m} = \dot{K}_k \dot{U}_n + \underline{Z}_k \dot{I}_1.$$

Устройство функционирует в трехступенчатом режиме, обеспечивая на каждой ступени формирование выходных сигналов с учетом знака скольжения.

Первая ступень выявляет АР на его первом цикле и, если фиксирует попадание ЭЦК в контролируемую зону, выдает сигнал о срабатывании ступени в соответствии со знаком скольжения.

Работа второй ступени заключается в подсчете суммарного угла проворота эквивалентных ЭДС, количества циклов АР и времени каждого цикла (поворота) в АР. Сигнал о срабатывании второй ступени выдается после заданного уставкой количества циклов АР, если суммарное время этих циклов не превышает время, заданное уставкой. В противном случае происходит возврат ступени в исходное состояние.

Действие третьей ступени аналогично действию второй, но с контролем другого числа циклов. Ввод в работу каждой следующей ступени осуществляется с заданной выдержкой времени.

Возврат устройства в исходное состояние происходит также, если ЭЦК выходит за пределы контролируемой зоны.

Устройство отличает АР от трехфазного КЗ, выявляет несимметричные режимы при возникновении КЗ и неисправности в цепях напряжения и тока.

Недостатком рассмотренной АЛАР-М является использование в качестве уставок эквивалентных параметров линий электропередачи, которые могут изменяться, что приведет к ошибке определения угла между векторами ЭДС эквивалентных генераторов и к возможному ошибочному действию устройства.

В связи с этим существует задача разработки быстродействующего способа выявления асинхронного режима способного:

- использовать для работы только информацию о величинах, непосредственно доступных для измерения (токи и напряжения в узле установки устройства) и параметры контролируемого участка линий электропередачи, доступного для непосредственной и достоверной оценки (параметры четырехполюсника участка электропередачи);
- быть адаптивным к схемно-режимным изменениям в работе энергосистемы;
- определять в результате расчета текущий угол между векторами ЭДС эквивалентных генераторов α и скорость изменения этого угла для последующего использования этих параметров при формировании уставок срабатывания;
- определять наличие ЭЦК на контролируемом участке;
- выявлять асинхронный режим на первом полупериоде асинхронного движения векторов ЭДС эквивалентных генераторов;
- реализовывать в устройстве автоматики выявления и ликвидации асинхронного режима возможность самостоятельно формировать уставку срабатывания, т.е. наделять его функциями самонастраиваемой автоматики.

Указанные задачи являются предметом продолжающейся научно-исследовательской работы по совершенствованию АЛАР-М.

4. Анализ отличительных признаков

асинхронного режима

Выполнить следующую работу с применением графиков и векторных диаграмм на рисунках 3.2 и 3.2. и графика на рис. 3.4.

- a. Убедится в соответствии графика напряжения на рисунке 3.3,а для точки А векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- b. Убедится в соответствии графика напряжения на рисунке 3.3,а для точки В векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- c. Убедится в соответствии графика напряжения на рисунке 3.3,а для точки ЭКЦ векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- d. Убедится в соответствии графика угла фазы на рисунке 3.3,б для точки А векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- e. Убедится в соответствии графика угла фазы на рисунке 3.3,б для точки В векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- f. Убедится в соответствии графика угла фазы на рисунке 3.3,б для точки ЭКЦ векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- g. Объяснить в каких случаях модуль тока асинхронного режима не равен нулю, когда ЭДС источников совпадают по фазе.

5. Подготовка доклада на конференцию (по желанию).

На основании изученного материала выбрать тему доклада по АЛАР на конференцию и согласовать ее с преподавателем.

Провести еще анализ АЛАР по различным источникам информации.

По результатам работы составить презентацию для доклада.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Назначение АЛАР?
- 6.2. Какие признаки асинхронного хода существуют?
- 6.3. Понятие электрического центра колебаний.
- 6.4. Варианты завершения действий АЛАР согласно алгоритму ликвидации асинхронного режима?
- 6.5. Перечислить подключения устройства АЛАР-М.
- 6.6. Что выполняется для повышения быстродействия АЛАР-М?
- 6.7. Ваши предложения по совершенствованию АЛАР?

7. Содержание отчета

- 7.1. Наименование и цель практического занятия.
- 7.2. Перечень отличительных признаков асинхронного режима.
- 7.3. Векторные диаграммы и графики асинхронного режима.
- 7.4. Алгоритм ликвидации асинхронного режима.
- 7.5. Графические построения результатов анализа отличительных признаков асинхронного режима по рисункам 3.2 и 3.3 (пункт 4) .
- 7.6. Схема подключения устройства АЛАР-М
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

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. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем/ А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко// - Москва: Издательский дом МЭИ. – 2010. – 325с.