



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 2. Системная противоаварийная  
автоматика**

Автор  
Шелест В. А.

Ростов-на-Дону, 2021

## Аннотация

Методические указания предназначены для подготовки бакалавров 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

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





## Оглавление

<b>Введение.....</b>	<b>4</b>
<b>АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР) .....</b>	<b>6</b>
<b>АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ .....</b>	<b>22</b>
<b>АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА .....</b>	<b>35</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>44</b>

## ВВЕДЕНИЕ

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

Рассматриваются вопросы сохранения частоты в энергосистеме. При большом дефиците мощности происходит уменьшение частоты вращения генераторов. Если технологическая автоматика не восстанавливает нормальную частоту, то начинается лавинообразное снижение частоты в системе. В этом случае только автоматическая частотная разгрузка (АЧР) путем отключения потребителей сохраняет устойчивую работу энергосистемы. Рассмотрены теория по этому вопросу и основные особенности устройств АЧР.

Уделено внимание решению вопроса предупреждения нарушения устойчивости (АПНУ). Действие этой автоматики является упреждающим. Основная ее цель не допустить возникновения аварийных режимов, связанных с нарушениями статической и динамической устойчивостей. Главной задачей АПНУ является своевременное определение необходимых управляющих воздействий с последующей их передачей по месту назначения, т.е. соответствующему оборудованию. Рассмотрены микропроцессорные варианты АПНУ.

Старение электрического оборудования, ошибки обслуживающего персонала или чрезвычайные погодные явления могут вызвать повреждения, которые повлияют на режим работы энергосистемы с последующим нарушением синхронной работы генераторов. В этом случае возникает очень тяжелый для энергосистемы асинхронный режим. Для восстановления нормальной работы энергосистемы используется автоматизация ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Процессы при асинхронном ходе в энергосистеме и применение устройств рассмотрено в третьем практическом занятии.

Успешному освоению материала по практическим занятиям способствует знание основ электротехники и электроники, переходных процессов в электроэнергетике.

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 «Системная противоаварийная автоматика» по дисциплине «Противоаварийная автоматика в энергосистемах».

2.Практические занятия состоят из 3 разделов:

- Автоматическая частотная разгрузка.
- Автоматическое предупреждение нарушения устойчивости .
- Автоматическая ликвидация асинхронного режима.

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

**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 автоматикой.

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. 1.1. Действие очередей АЧР I с 1-й в момент  $t_1$  по  $i$ -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 АЧР II и восстановление частоты до номинальной осуществляется оперативным путём.

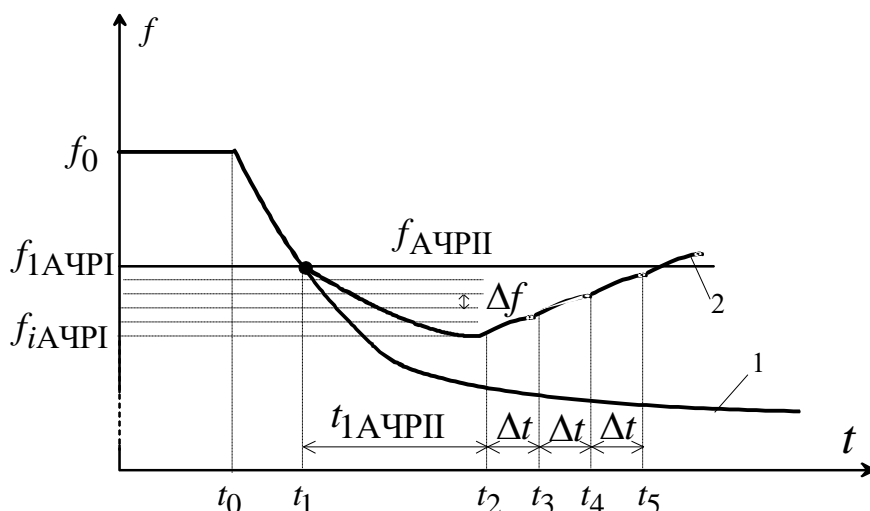


Рис.1.1. Изменение частоты в энергосистеме при внезапном дефиците мощности:  
1 – при отсутствии АЧР; 2 – при наличии АЧРІ и АЧРІІ

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 несомещенными.

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:

$$P_{\text{АЧРІ}} \geq \Delta P_{\Gamma} + 0,05P_{\text{н0}},$$

где  $\Delta P_{\Gamma}$  – 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 «спецочередей» (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

$$P_{\text{АЧРІІ}} \geq 0,1P_{\text{н0}}.$$

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. 1.2.).

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. 1.2. 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.1.3):*

- 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.

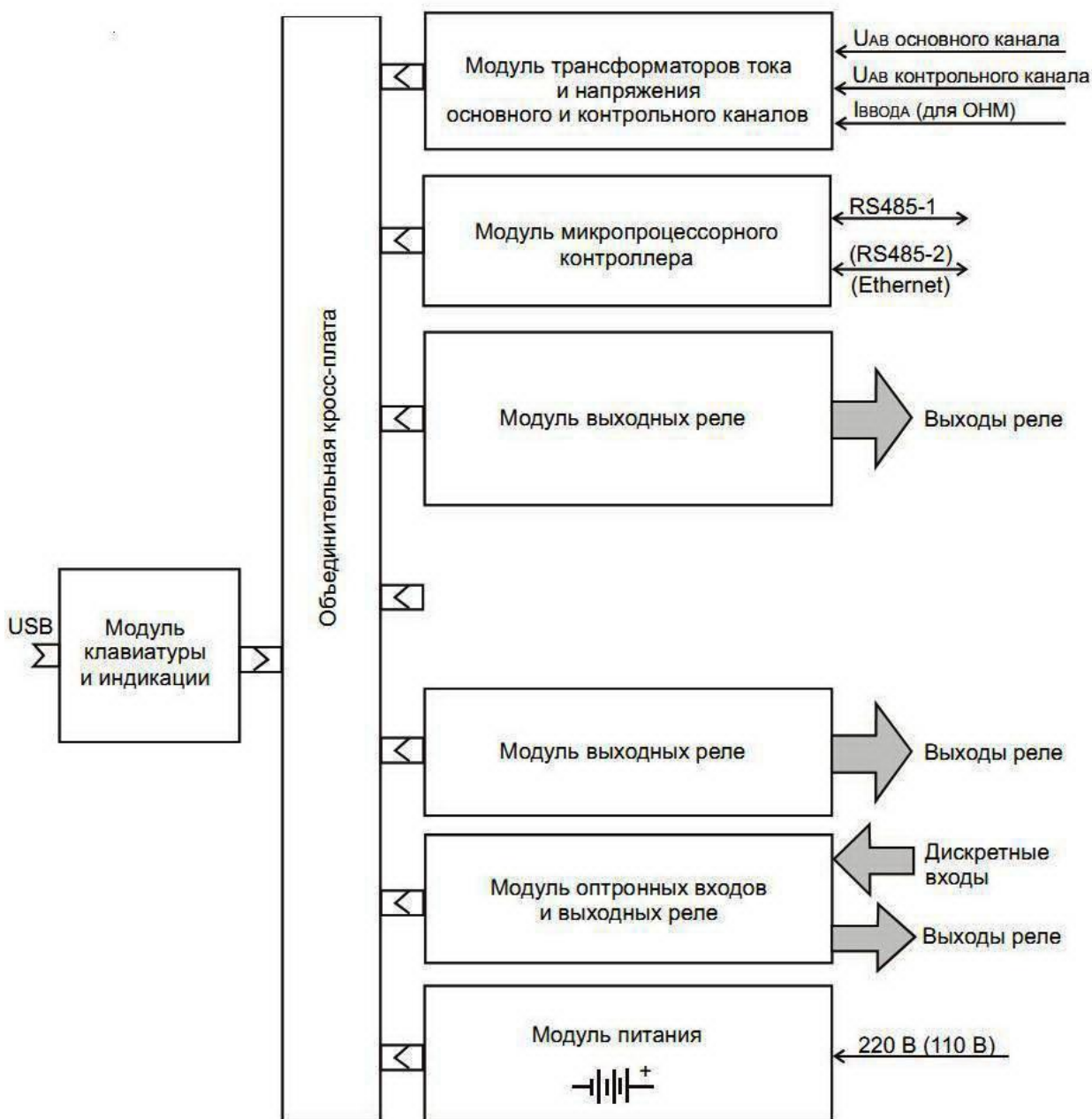


Рис.1.3. Структурная схема устройства «Сириус-2-АЧР»

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, анализ которых рекомендуется провести самостоятельно и получить дополнительное представление об устройстве «Сириус – 2 – АЧР»

Технологическая и противоаварийная автоматика в ЭЭС

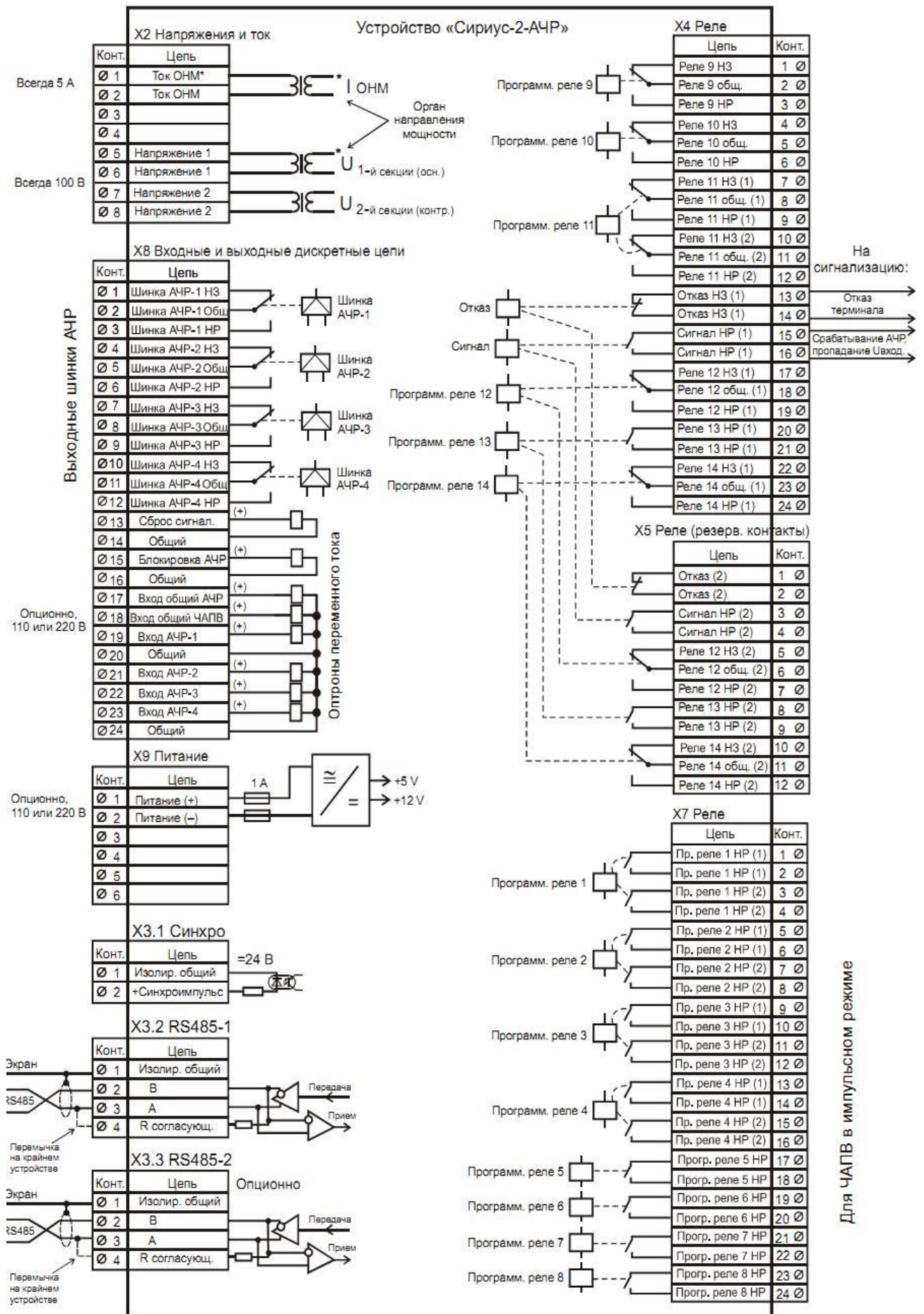


Рис. 1.4. – Схема подключения устройства «Сириус-2-АЧР» к внешним цепям

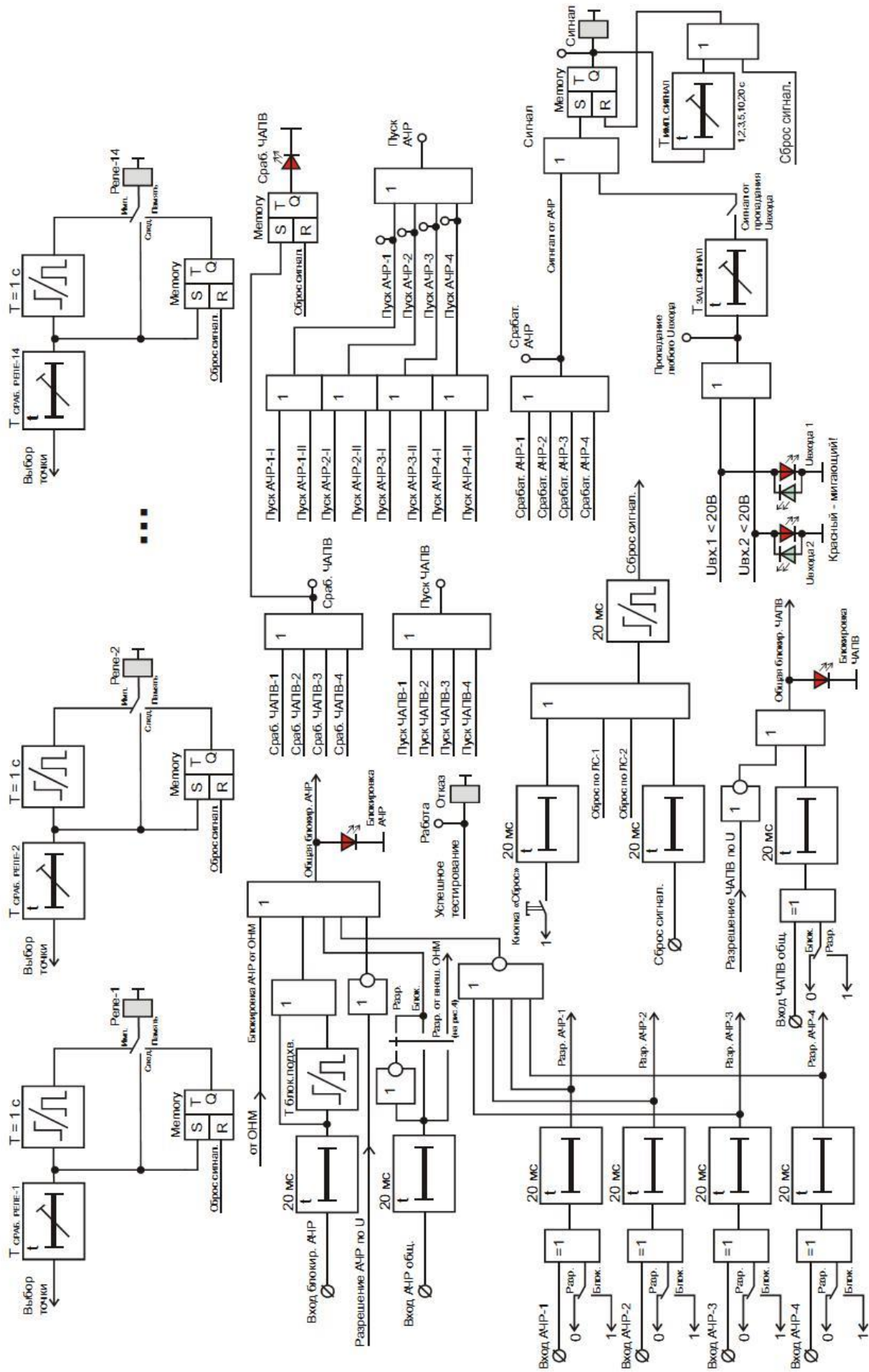


Рис. 1.5. Функциональная схема устройства «Сирус-2-АЧР»



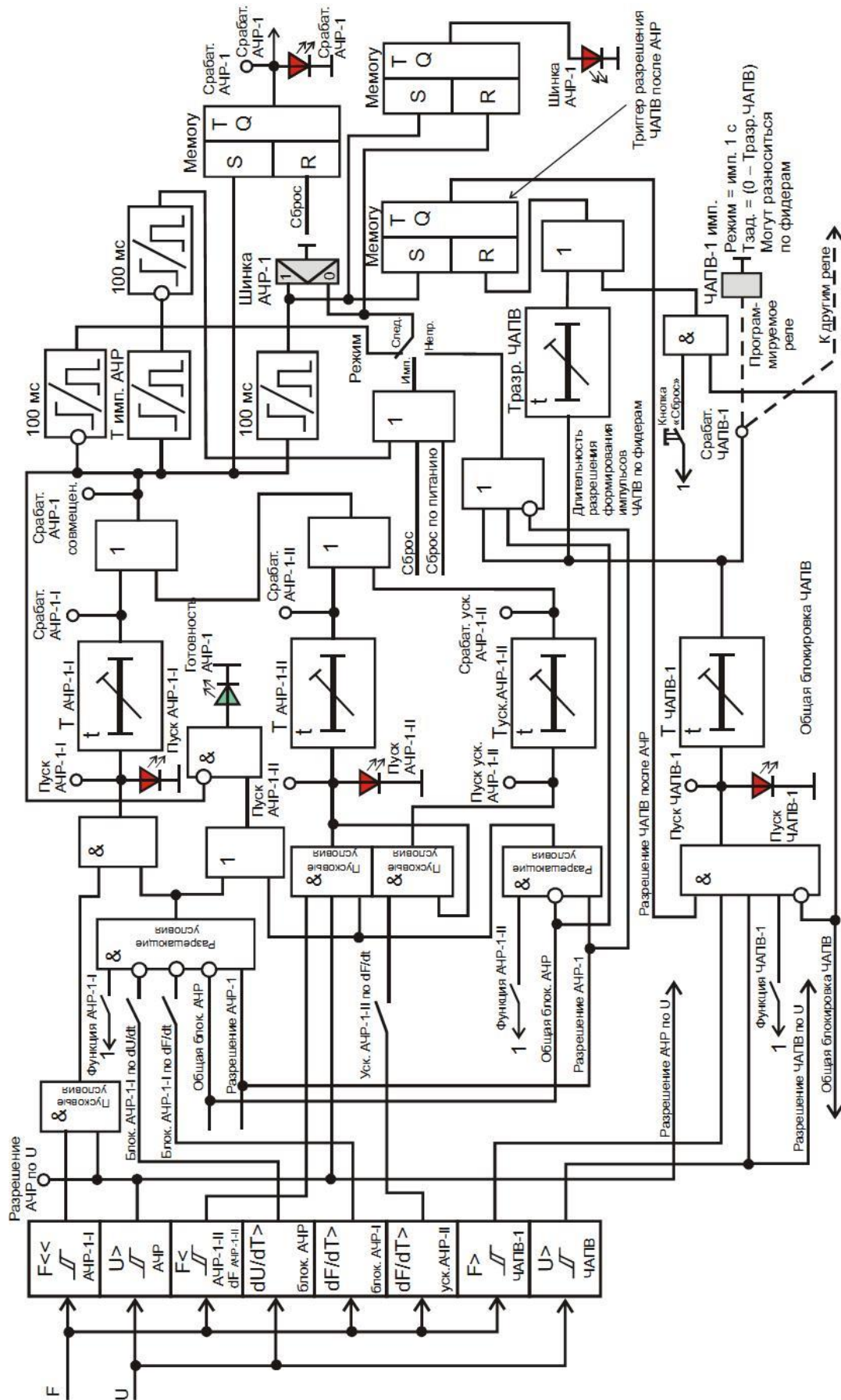


Рис. 1.6. Функциональная схема одной из очередей устройства «Сириус-2-АЧР»

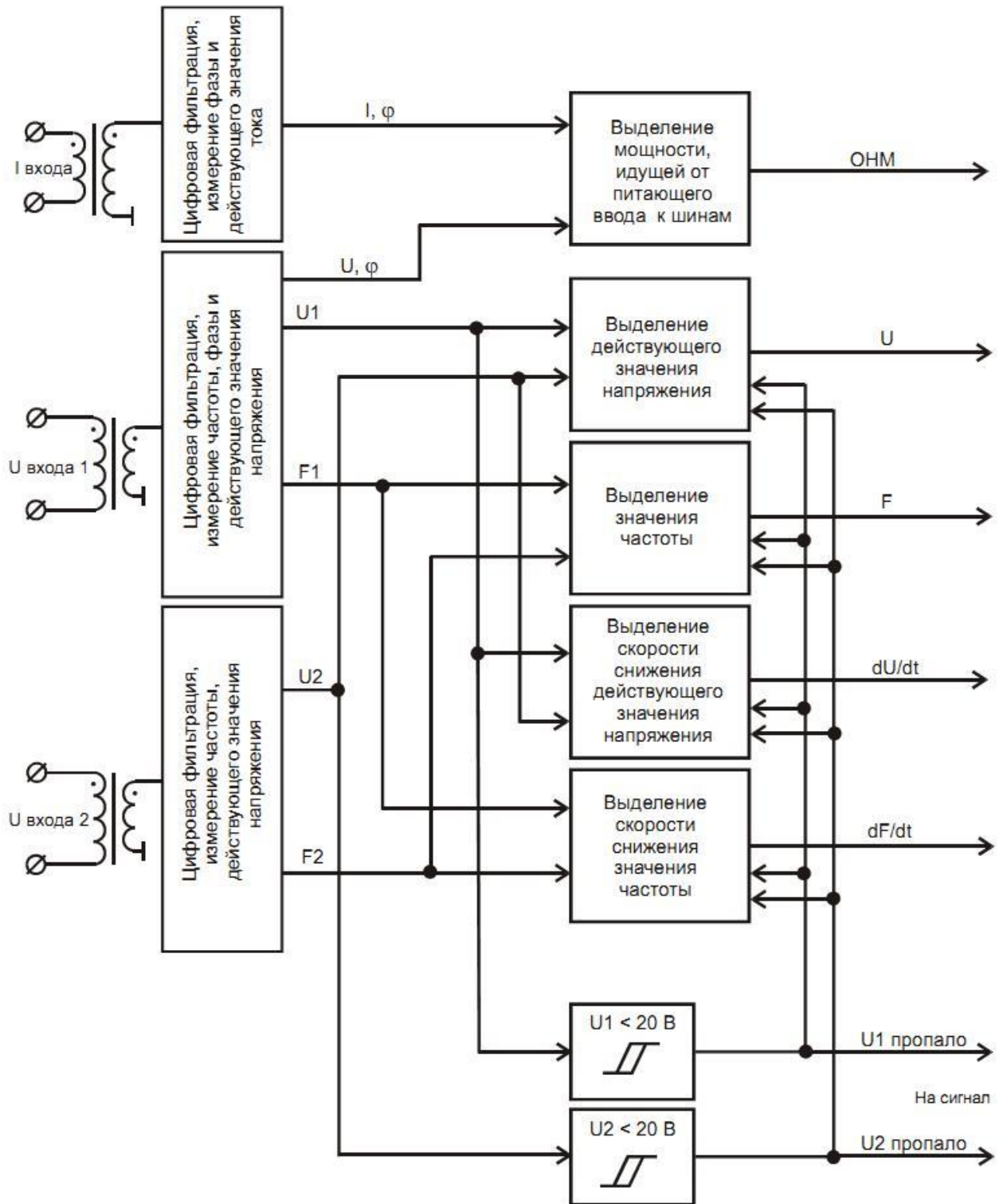


Рис. 1.7. Функциональная схема измерительных органов устройства «Сирius-2-АЧР»

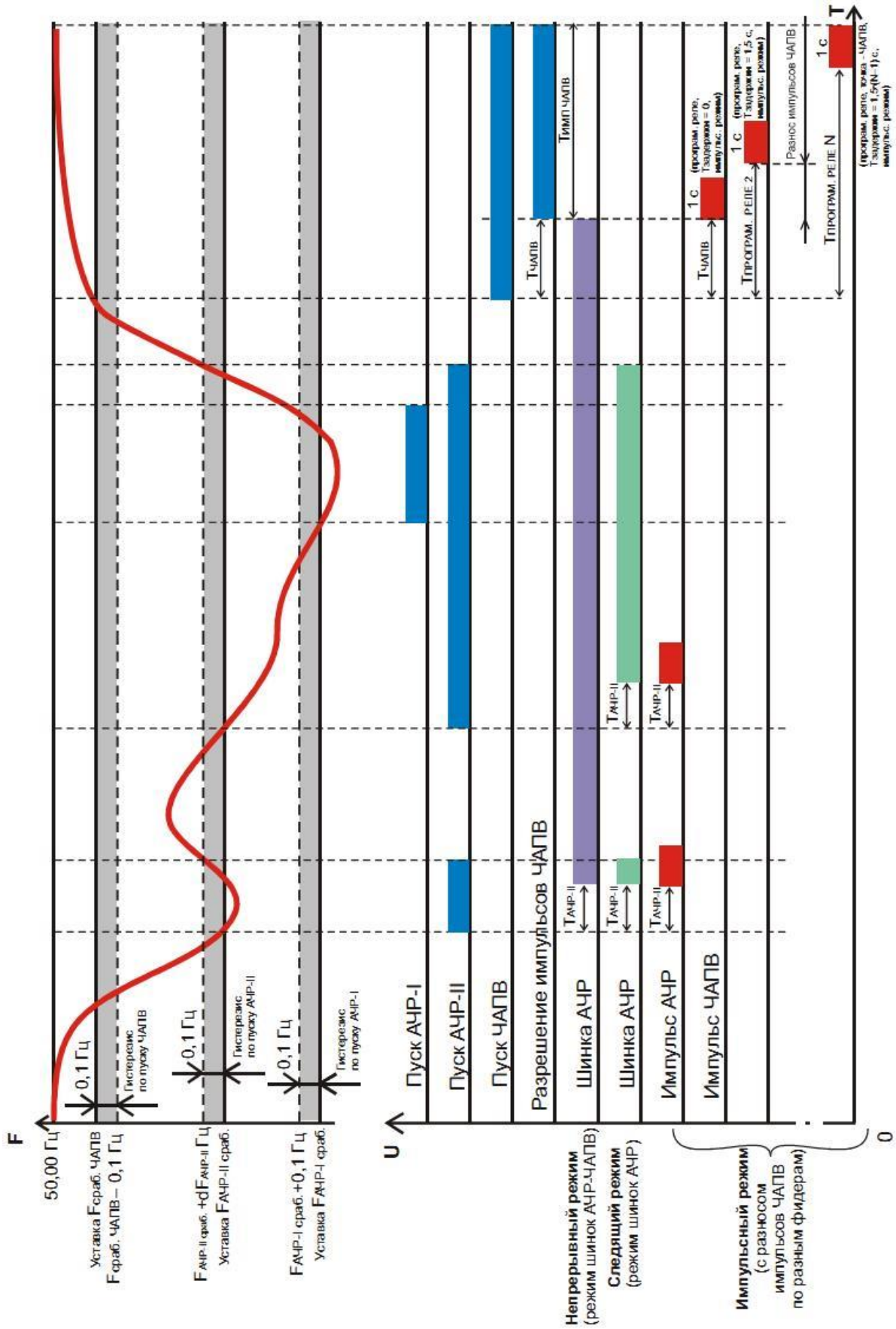


Рис. 1.8. Диаграмма работы одной из очереди устройства «Сириус-2-АЧР»

#### 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

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

- к) 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

$$P_{\text{АЧР II}} = 68 \text{ МВт};$$

о) мощность РАЧР II распределяем между очередями равномерно

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

### 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 № 2

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ***1. Цель работы*

В процессе выполнения работы изучить структуру системы автоматического предупреждения нарушения устойчивости (АПНУ), способы фиксации опасности нарушения устойчивости, устройства автоматической дозировки управляющих воздействий и методику расчета динамической устойчивости.

*2. Общие сведения*Структура АПНУ

Комплекс устройств АПНУ предназначен для предотвращения нарушения динамической устойчивости при аварийных возмущениях. Комплекс АПНУ обеспечивает фиксацию возмущающего воздействия, способного вызвать нарушение устойчивости.

Локальные устройства АПНУ реагируют на местные признаки опасных изменений схемы и режима, реализуют управляющие воздействия в пределах одного объекта, классифицируются по виду возмущения:

АРОЛ – автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи;

АРОГ – автоматика разгрузки при отключении генератора в дефицитной части ЭЭС;

АРСП, АРДП – автоматика разгрузки при статической перегрузке, динамической перегрузке электропередачи;

АРБКЗ, АРЗКЗ – автоматика разгрузки при близких КЗ, затяжных КЗ и др.

Централизованные комплексы контролируют схему и режим всего региона, вырабатывают управляющие воздействия в одном центральном устройстве, откуда передаются управляющие воздействия на различные исполнительные устройства.

Комплекс АПНУ в общем случае содержит следующие элементы:

- измерительные органы ИО или датчики информации, в том числе, пусковые органы ПО, классифицируемые по виду фиксируемых возмущающих воздействий и возмущений;

- устройства автоматической дозировки воздействий АДВ;

- исполнительные устройства ИУ

- устройства передачи аварийных сигналов и команд УПАСК или ТСА;

Способы фиксации опасности нарушения устойчивости

Опасность динамической перегрузки слабой связи возникает при больших возмущающих воздействиях (ВВ) на энергосистему:

- отключение мощной электропередачи;

- отключение мощного энергоблока без КЗ в дефицитной части энергосистемы;

- близкое к шинам электростанции и затяжное короткое замыкание и его отключение.

Фиксация возмущающего воздействия не позволяет зачастую оценить его опасность для динамической устойчивости связи, удаленной от места его возникновения.

Для этого могут использоваться устройства с характеристиками срабатывания вида:

$$k_1 P_0 + k_2 \frac{dP_{\text{Эп}}}{dt} \geq P_{\text{ср}}$$

где  $P_{\text{Эп}}, P_0$  - мощности в предшествующем и текущем режимах.

Устройства фиксации аварийного отключения линии электропередачи

Аварийное отключение линии электропередачи можно фиксировать по следующим признакам:

- по факту отключения выключателя (выключателей) с помощью контактов реле блокировки от многократного включения (KBS) и реле положения «отключено» (KQT) из схемы управления выключателем (KBS срабатывает от РЗ до момента отключения выключателя, а затем возвращается; KQT – после отключения выключателя);
- по срабатыванию выходных реле защиты линии (не фиксируется самопроизвольное и ошибочное отключение выключателя);
- по срабатыванию реле тока или активной мощности, включенного на разность токов параллельных линий .

Схема дифференциального устройства ДифФОЛ приведена на рис. 2.1, где ДТ – датчик тока фаз А, В, С ЛЭП Л1 и Л2;  $\Sigma$  – сумматоры с вторым инвертирующим входом; И, ИЛИ – логические схемы; ДТ – элемент выдержки времени.

ДифФОЛ имеет автоматический контроль исправности и сигнализацию неисправности токовых цепей (ИЛИ, ДТ), выводящий из работы выходные цепи «Пуск ПАА» после появления тока в любой фазе дифференциальной цепи, с выдержкой времени, достаточной для срабатывания ПАА (на втором инвертирующем входе выходной схемы И появляется 1).

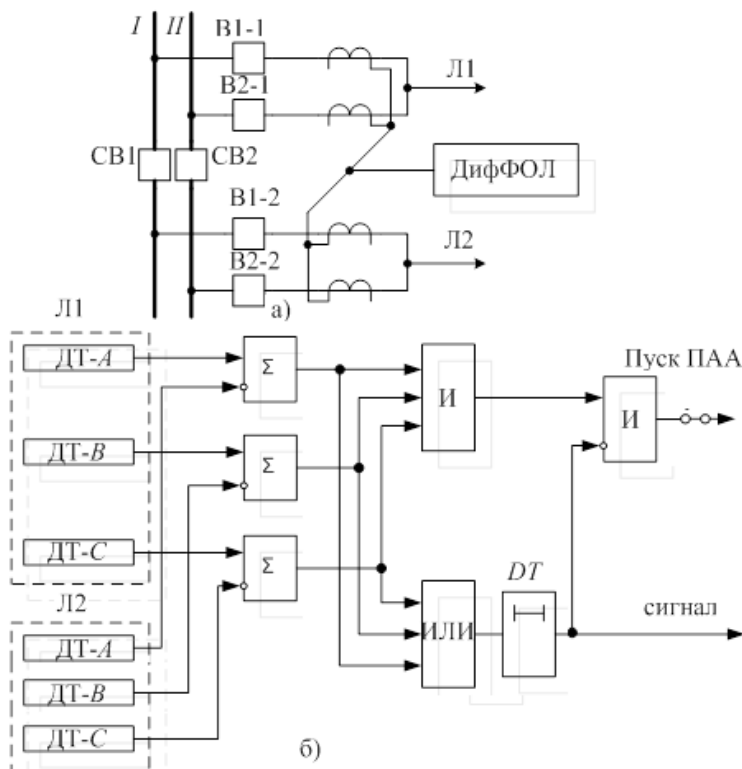


Рис.2.1. Дифференциальное устройство фиксации отключения параллельной линии (ДифФОЛ): а – первичная схема; б – вторичные цепи

Устройства автоматической дозировки управляющих воздействий

Расчет дозировки выполняется одним из четырех способов: I До, II До, I После, II После.

При использовании способов «До» расчет дозировки выполняется и запоминается до аварийного возмущения (до момента срабатывания пускового органа) в течение 10 – 20 с для всех возможных возмущений при каждом изменении схемы и исходного режима ЭЭС или циклически (цикл расчетов в централизованной системе противоаварийной автоматики 2 -3 мин).

При использовании способов «После» расчет дозировки выполняется для одного возникшего возмущения после срабатывания соответствующего пускового органа в течение 0,02 – 0,05 с.

В способах I расчет дозировки ведется по алгебраическим и дифференциальным уравнениям, описывающим поведение энергосистемы или ее упрощенной модели в доаварийном, аварийном и послеаварийном режимах.

В способах II – по аналитическим формулам или таблицам, полученным на ЭВМ вне устройства АДВ и описывающим границы устойчивости с учетом управляющих воздействий.

Укрупненная блок – схема одного из адаптивных алгоритмов дозировки управляющих воздействий приведена на рис. 2.2.

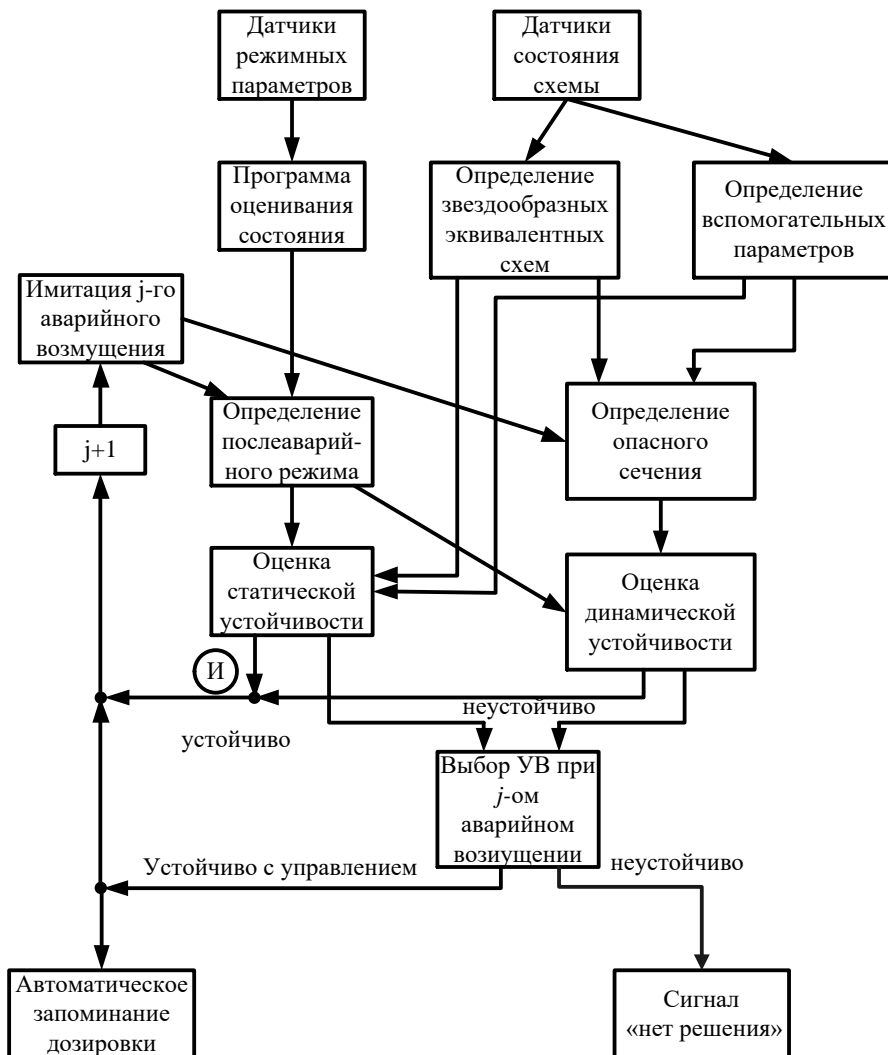


Рис. 2.2. Блок-схема адаптивного алгоритма дозировки управляющих воздействий



Исполнительные устройства выполняют следующие операции:

- отключение или включение каких-либо коммутационных аппаратов;
- разомкнутые (без обратной связи) воздействия на системы управления мощностью турбин (КРТ – ИРТ) и возбуждением генераторов (ФВ), дозированные по значению и по времени;
- замкнутые (имеющие обратную связь по одному или нескольким регулируемым параметрам), реализуемые дискретными устройствами.

Схемы исполнительных устройств в настоящее время выполняются с помощью электромеханических реле, бесконтактных полупроводниковых и микроэлектронных, а также микропроцессорных устройств (рис.2.3).

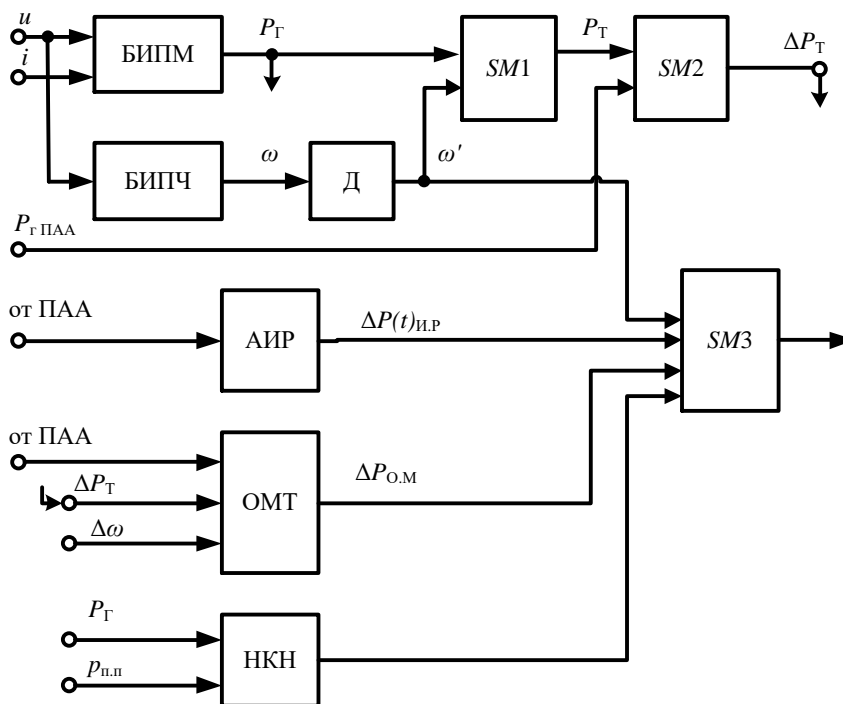


Рис. 2.3. Функциональная схема быстродействующего контура микропроцессорного автоматического управления мощностью турбогенератора

Сигнал информации об активной мощности  $P_{г}$  и частоте напряжения синхронного генератора формируется быстродействующими измерительными преобразователями БИПМ и БИПЧ. С помощью программного модуля, состоящего из дифференциатора сигнала о частоте Д и сумматора СМ1, формируется сигнал мощности турбины:

где  $J$  – общий момент инерции турбогенератора.

Сигнал сумматора СМ2, используется в быстродействующем модуле ограничения мощности турбины ОМТ для формирования сигнала на длительную разгрузку турбогенератора в послеаварийном режиме.

Модуль аварийной импульсной разгрузки АИР формирует цифровой сигнал кратковременной разгрузки при аварийной ситуации. Модуль АИР обеспечивает дозированное по интенсивности и длительности импульсное воздействие на регулирующие клапаны турбины через электрогидравлический преобразователь ЭГП.

Модуль начальной коррекции неравномерности НКН определяет степень несоответствия вращающего момента турбины за счет потенциальной энергии значительного объема пара в сепараторе-перегревателе парогенератора

### 3. Микропроцессорная система АПНУ

#### Автоматики дозирования противоаварийных управляющих воздействий.

В централизованных и иерархических комплексах автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) цифровые универсальные, мини- и микроЭВМ циклически (через несколько десятков секунд) производят расчеты динамической и статической устойчивости для всех фиксируемых возмущающих воздействий с учетом их тяжести и параметров электрических режимов работы электроэнергетических систем (исходного нормального, аварийного и послеаварийного) и протекания электромеханического переходного процесса. На основе расчетов и определяется набор и интенсивность противоаварийных управляющих воздействий (их дозирование) и запоминание (АЗД) до окончания следующего цикла расчетов.

Применение цифровых ЭВМ для автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий (АДВ) обеспечивает необходимое соответствие их интенсивности возмущающим воздействиям.

Используются три ЭВМ, работающие синхронно по одним программам. Обязательным для исполнения является наличие и совпадение результатов расчетов не менее двух из трех ЭВМ.

Алгоритм автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий содержит три комплекса основных функциональных программ:

- обработки информации и предварительных расчетов условий сохранения синхронной устойчивости параллельной работы;
- собственно программы расчетов дозированных управляющих воздействий для каждого из пусковых органов;
- вывода и передачи дозированных воздействий в устройство АЗД.

Расчеты АДВ производятся для следующих стадий электромеханических переходных процессов:

- возникновения возмущения и принятия необходимых мер для предотвращения нарушения динамической устойчивости электропередачи;
- сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме до действия автоматических регуляторов частоты и мощности на частоторегулирующих электростанциях;
- сохранения статической устойчивости нового установившегося режима в процессе и после действия автоматической системы регулирования частоты и мощности.

#### Микропроцессорная панель автоматики АПНУ.

Типовым, выполняющим указанные функции программных АДВ и АЗД, является микропроцессорная панель противоаварийной автоматики (ПАА), разработанная в ВЭИ. Она состоит из трех однотипных микропроцессорных панелей, устанавливаемых на электростанции и пульта управления с элементами ввода и вывода информации (четвертая панель).

Выполнение функциональных алгоритмов достигается программным обеспечением, структура которого представлена на рис. 2.4.

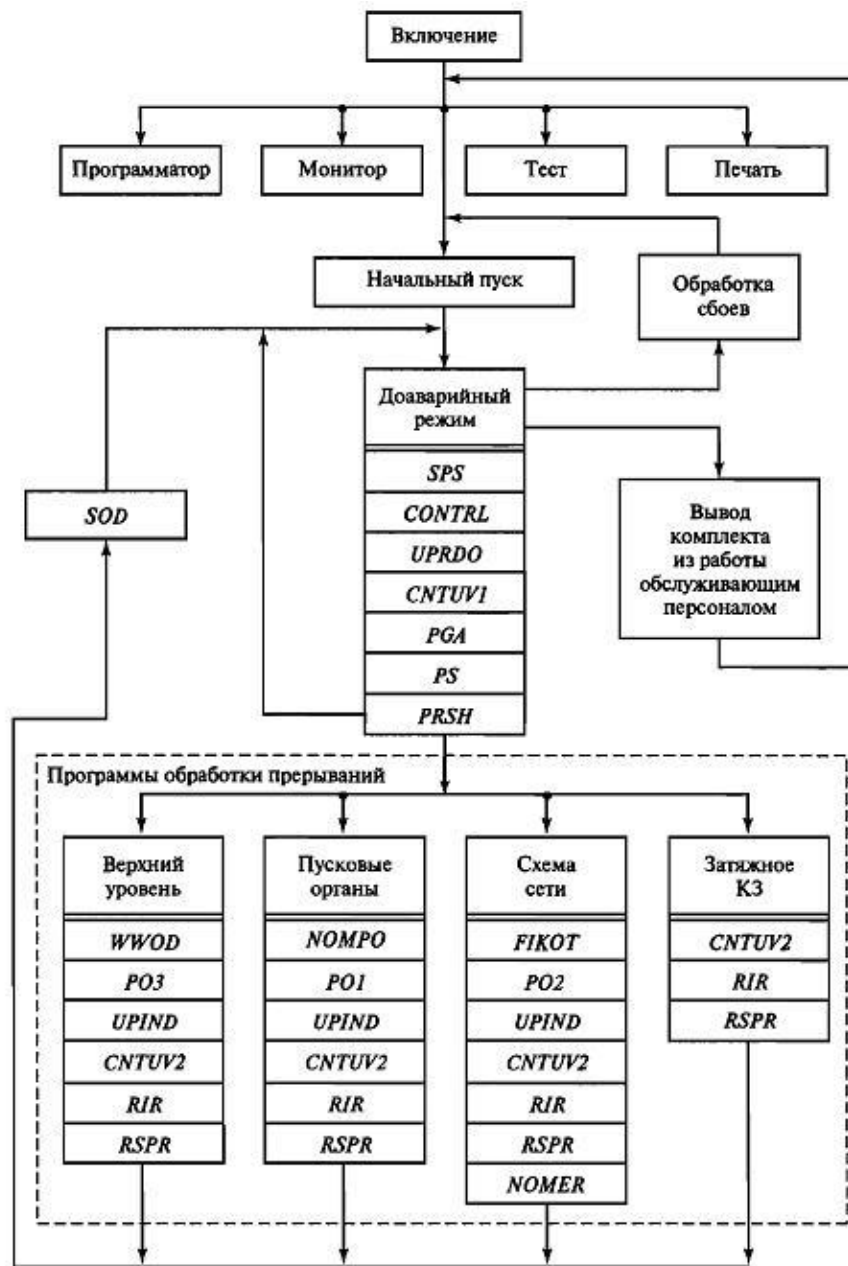


Рис. 2.4. Структурная схема программного обеспечения ПАА

По программе «Включение» производится тестовый контроль микропроцессорной системы. Затем запускаются сервисные программы «Программатор», «Монитор», «Тест» и «Печать».

Программа «Начальный пуск» выполняет подготовку ПАА к работе в нормальном (доаварийном) режиме по замкнутым циклам длительностью 5 с. Программа SPS вводит информацию о режимных параметрах и состояниях синхронных генераторах (их технологических ограничениях). По программе CONTRL обеспечивается надежность функционирования ПАА.

Обработки информации о режимных параметрах для текущего состояния схемы ведется программой UPRDO. Проверка вычисленных противоаварийных управляющих воздействий производится программой CNTUV1, программа PGA

формирует информацию о готовности каждого управляемого электроэнергетического объекта к противоаварийному управлению. В целях оптимизации вычислений в реальном времени противоаварийного управления программа PS производит ранжирование элементов массивов регулировочных диапазонов энергоагрегатов электростанции.

От верхнего уровня противоаварийного управления ПАА получает задание на разгрузку электростанций. Необходимые дозированные противоаварийные управляющие воздействия (функции АДВ) производится по программам PO1, PO2 и PO3.

Программы RIR распределяют противоаварийные управляющие воздействия между управляемыми электроэнергетическими объектами. Но перед этим программы CNTUV2 производят проверку дозированных противоаварийных управляющих воздействий, вычисленных каждой из трех панелей ПАА по мажоритарной схеме резервирования.

По программам UPIND на основе рабочей информации, поступающей в реальном времени электромагнитных переходных процессов, производится корректировка последующих управляющих воздействий. Коррекция организуется программой SOD.

Программы RSPR служат для равномерного распределения управляющих воздействий, необходимых для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийных режимах, между синхронными генераторами электростанции.

Необходимая высокая надежность программной автоматики дозирования управляющих воздействий обеспечивается, программами CONTRL и CNTUV1, управляющими индивидуальными (для каждой из трех панелей) и общими аппаратными средствами.

#### Микропроцессорный программно-технический комплекс АДВ и АЗД

Программно-технический комплекс (ПТК) автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий АПНУ электроэнергетических систем, основанный на табличном алгоритме их выбора, создается в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» в содружестве с ЗАО «ПИК-Прогресс». В последнее время разработан новый ПТК местного (локального) - станционного уровня автоматического дозирования (ЛАДВ), запоминания (АЗД) и выдачи противоаварийных управляющих воздействий (УВ), функционирующий на самой современной технической базе.

Состав программно-технического комплекса. Совместно с сигнальным процессором (СП) входящим в состав модуля аналогового ввода МАВСП (рис. 2.5), промышленный компьютер Пр.К образует вычислительно-логическую функциональную часть ВЛЧ микропроцессорной автоматики предотвращения нарушения устойчивости ЭЭС.

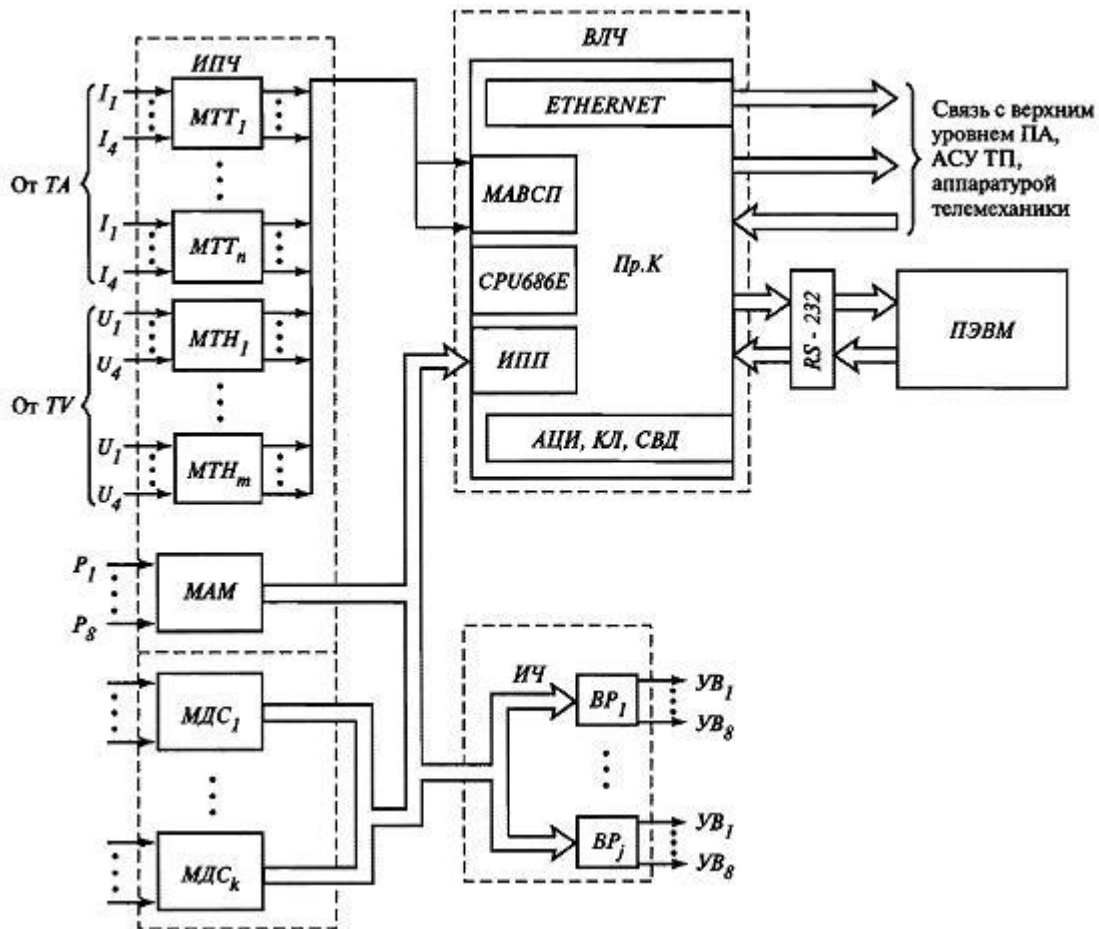


Рис. 2.5. Структурная схема полуккомплекта ПТК ЛАДВ

Измерительно-преобразовательная функциональная часть *ИПЧ* содержит:

- модули  $MTH_1-MTH_m$  вторичных активных измерительных трансформаторов напряжений  $U_1-U_4$  и модули  $MTT_1-MTT_n$  токов  $I_1-I_4$  трех фаз и нулевой последовательности с аналоговыми частотными фильтрами;
- модули ввода аналоговых сигналов *МAM* информации об активных мощностях  $P_1-P_8$ ;
- входы дискретных сигналов  $MDC_1-MDC_k$ .

Вычислительно-логическая часть *ВЛЧ* (промышленный компьютер *Пр.К*) содержит:

- процессор *CPU686E*;
- преобразователь токов и напряжений в цифровой код *MAVSP*;
- последовательно-параллельный интерфейс *ИПП*;
- алфавитно-цифровой индикатор *АЦИ* (дисплей);
- клавиатура управления *КЛ*;
- светодиодное табло *СВД*.

Исполнительная функциональная часть *ИЧ*, состоит из комплектов выходных электромагнитных герконовых реле, выдающих противоаварийные управляющие воздействия  $УВ_1-УВ_8$ .

Программно-технический комплекс *ЛАДВ* обеспечивает:

- автоматическое дозирование противоаварийных управляющих воздействий, соответствующих тяжести возмущающих воздействий на ЭЭС;

- определение и выдачу управляющих воздействий при поступлении аварийных сигналов от пусковых органов (ПО);
- автоматическое их запоминание и фиксирование воздействий, передаваемых от противоаварийной автоматики верхнего уровня по каналам связи.

### Функционирование и развитие микропроцессорной АПНУ

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости начала развиваться со времени сооружения первых протяженных и сильно нагруженных линий электропередачи сверхвысокого напряжения, связывавших мощные волжские ГЭС с ОЭС Центра, когда возникала необходимость обеспечения динамической и статической устойчивости противоаварийным автоматическим управлением.

Отдельные релейно-контактные устройства АПНУ, обеспечивающие устойчивость параллельной работы электрических станций, были слабо связаны между собой, и их действие, по существу, не координировалось. С появлением мини-ЭВМ М6000, СМ-1 и СМ-2 были созданы централизованные системы АПНУ электроэнергетических систем с управляющим вычислительным комплексом (УВК) на диспетчерских пунктах (ДП) с координацией функционирования устройств АПНУ станционного уровня. Централизованные системы АПНУ с очень широким арсеналом технических средств обеспечения и относительно медленно действующими мини-ЭВМ по мере объединения ЭЭС и создания ЕЭС страны исчерпали свои технические возможности по обеспечению устойчивости электроэнергетических систем.

С появлением быстродействующих промышленных микропроцессоров и микроЭВМ начали развиваться многоуровневые иерархические системы АПНУ, рассредоточенные по ОЭС и ЕЭС, с параллельными процессами вычислений.

Первой иерархической системой АПНУ стал двухуровневый микропроцессорный комплекс противоаварийного управления ОЭС Средней Волги. Двухуровневая АПНУ обеспечивает противоаварийным управлением электроэнергетический район, состоящий из нескольких десятков объектов: системообразующих линий электропередачи напряжением 500 кВ, узловых подстанций и мощных электрических станций, в том числе Волжской ГЭС, Заинской ТЭС и Балаковской АЭС (рис. 2.6).

УВК получает доаварийную информацию от ОЭС.

- телеизмерения перетоков активной и реактивной мощности по линиям напряжением 500 и 220 кВ и через автотрансформаторы связи (несколько сот сигналов);
- телеизмерения напряжений на шинах электрических станций и подстанций (50 сигналов);
- телесигнализации положений выключателей присоединений напряжениями 500 и 220 кВ (более 100 сигналов).

Мини-ЭВМ производят расчеты устойчивости при возможных наиболее тяжелых и рассредоточенных по ОЭС возмущающих воздействиях и вырабатывают дозированные ПУВ для соответствующих пусковых органов после каждого цикла расчетов, длительностью 1 мин. Дозированные управляющие воздействия передаются в микроЭВМ нижнего (станционного) уровня.

Микропроцессорные ПАА выполняют:

- запоминание дозированных УВ, переданных от УВК;
- расчеты дозирования УВ с циклом малой длительности (5 с), необходимых при возможных возмущающих воздействиях на электростанции и линиях электропередачи;

- исполнение дозированных ПУВ как в пределах электростанции, так и с передачей их по системе быстродействующей передачи сигналов противоаварийной автоматики (БСПА).

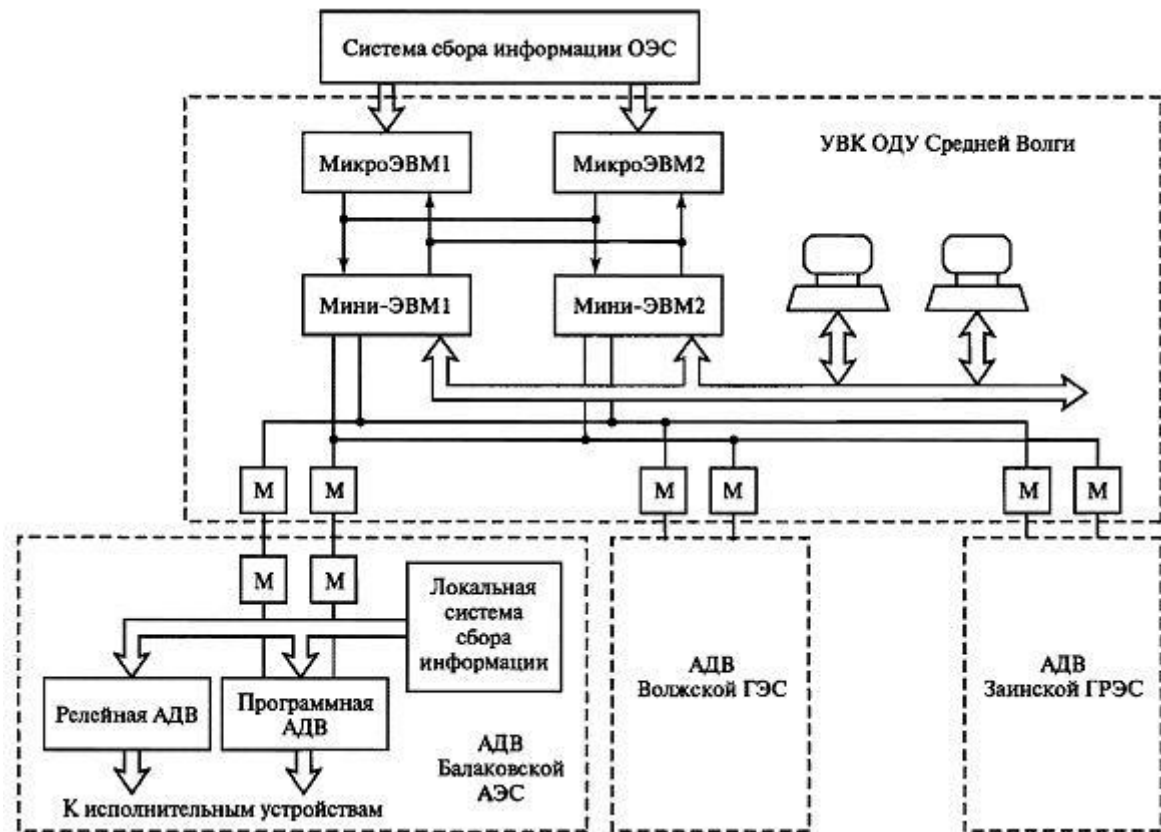


Рис. 2.6. Структурная схема иерархической системы ПАУ ОЭС Средней Волги

Формируется иерархическая система противоаварийного управления ЭЭС. Программное обеспечение этой системы показано на рис. 2.7.

На центральном уровне ЦУ ПАА генератор аварийных ситуаций моделирует в соответствии с заранее заданной последовательностью аварийные ситуации, вызванные возможными возмущающими воздействиями. С учетом данных об исходном режиме ЭЭС вычисляются и оптимизируются начальные противоаварийные УВ для  $k$ -го возмущающего воздействия, которые по коммутационной сети передаются в системные (региональные) уровни СУ ПАА. На системных уровнях параллельно производятся расчеты так называемых функциональных характеристик всех ОЭС и по информационным каналам указанной сети результаты расчетов передается в ЦУ ПАА. На основе решения уравнений Кирхгофа с учетом связей между ЭЭС и их функциональных характеристик в ЦУ ПАА определяются приращения мощностей ДР, которые снова передаются в СУ ПАА, где вновь рассчитываются функциональные характеристики ОЭС. Расчеты с межмашинным обменом информации производятся, пока итерационный процесс не сойдется или не разойдется, что оценивается в ЦУ ПАА. В последнем случае формируются новые УВ, и процесс их оптимизации продолжается. После определения дозированных УВ для  $k$ -го возмущающего воздействия производятся расчеты для  $(k + 1)$ -го возмущающего воздействия.

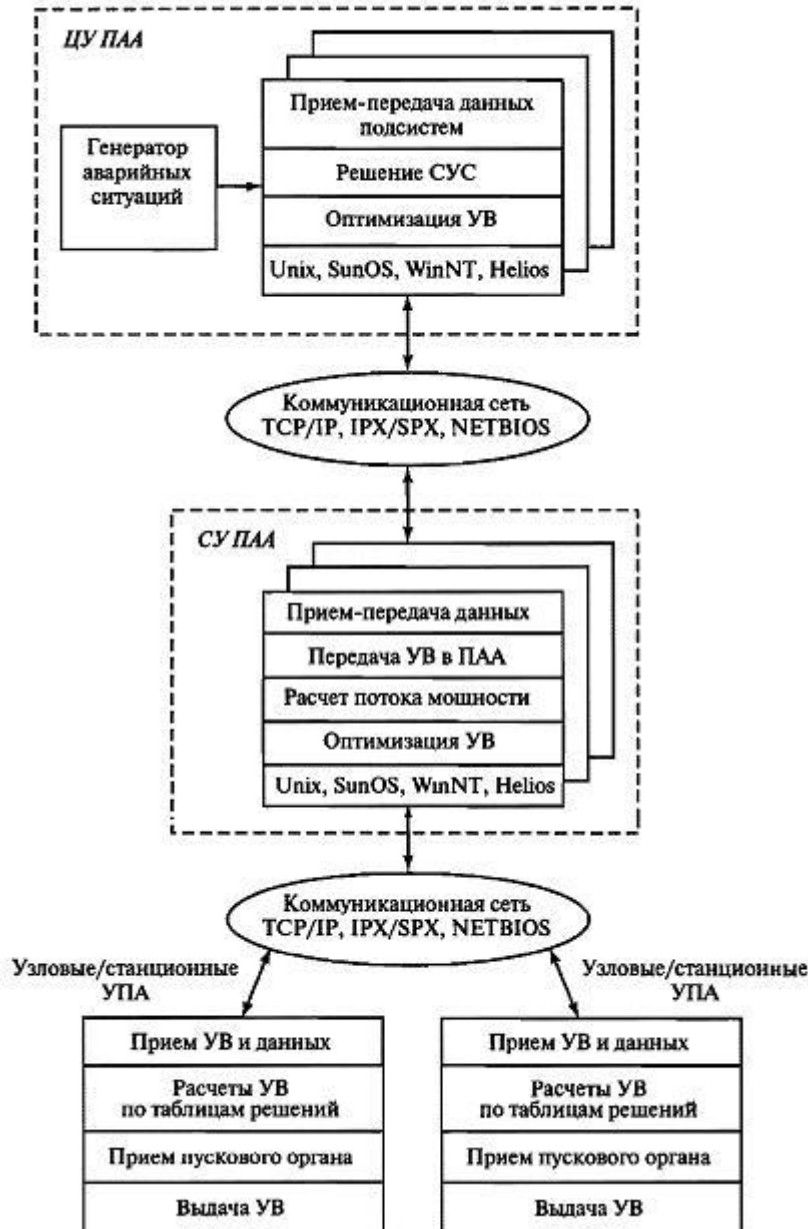


Рис.2.7. Структурная схема программы распределено-параллельной системы ПАУ.

Все полученные результаты расчетов по коммутационной сети передаются в микроЭВМ узловых или станционных устройств противоаварийной автоматики (УПА) в виде таблиц, решений. МикроЭВМ панелей ПАА, выполняющих, как указывалось, функции станционных и узловых уровней, определяют необходимые дозированные ПУВ на управляемые электроэнергетические объекты электрических станций, подстанций и линий электропередачи.

#### 4. Расчет динамической устойчивости

Определить предельное время отключения поврежденной цепи ЛЭП в СЭС, схема которой изображена на рис. 2.8, а, при трехфазном КЗ в начале линии.

Решение. Предельное время отключения трехфазного КЗ можно определить по предельному углу отключения, значение которого найдем по методу площадей. Для



этого построим угловые характеристики мощности для нормального и послеаварийного режимов. В аварийном режиме при трехфазном КЗ мощность, передаваемая в сеть, равна нулю.

Схемы замещения СЭС для нормального и послеаварийного режимов показаны на рис. 2.8, б и в.

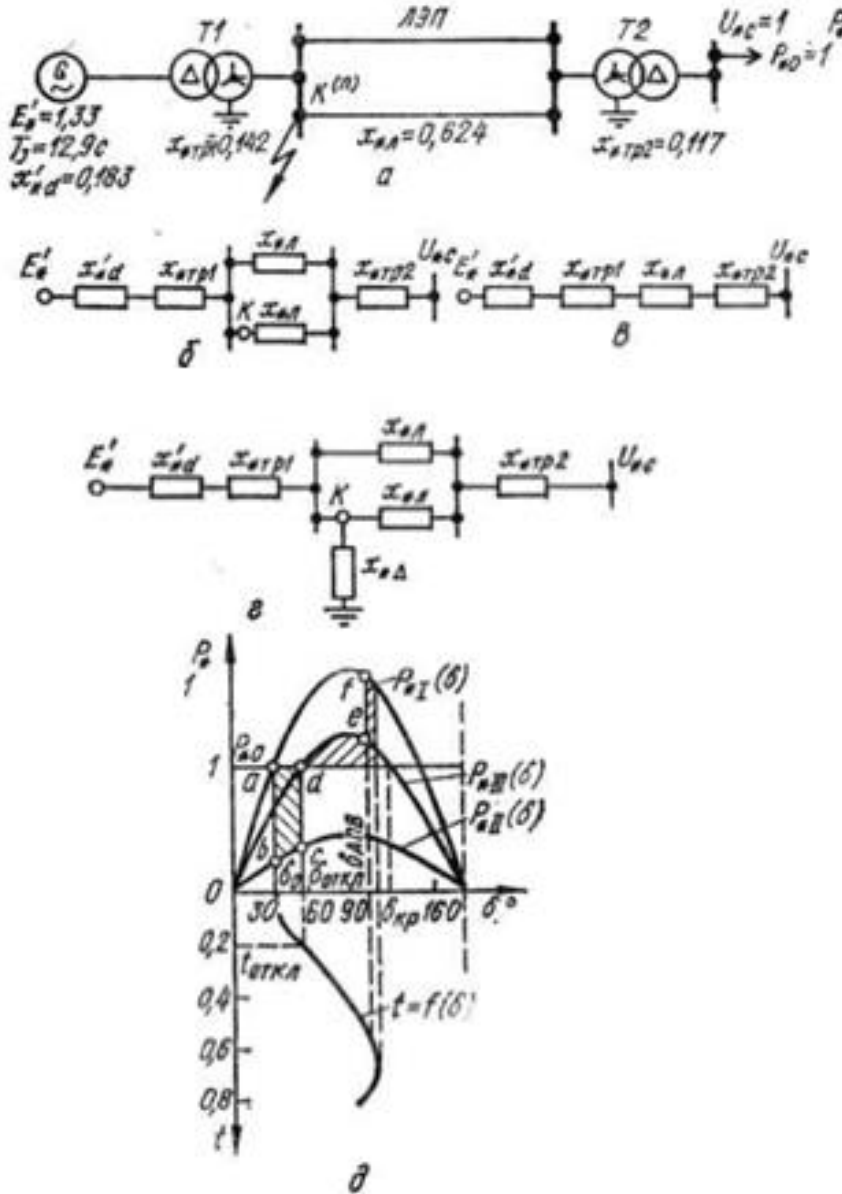


Рис. 2.8. Определение предельного времени отключения поврежденной цепи ЛЭП в СЭС

Результирующие сопротивления в системе:

в нормальном режиме

$$x_{*I} = x_{*gd} + x_{*TP1} + 0,5x_{*Л} + x_{*TP2} = 0,183 + 0,142 + 0,312 + 0,117 = 0,754;$$

в послеаварийном режиме

$$x_{*III} = x_{*gd} + x_{*TP1} + x_{*Л} + x_{*TP2} = 0,183 + 0,142 + 0,624 + 0,117 = 1,066.$$

Угловые характеристики мощности: в нормальном режиме

$$P_{*I} = E'_* U_{*c} \sin \delta / x_{*I} = 1,33 \cdot 1 \sin \delta / 0,754 = 1,77 \sin \delta;$$

в послеаварийном режиме

$$P_{*III} = E'_* U_{*c} \sin \delta / x_{*III} = 1,33 \cdot 1 \sin \delta / 1,066 = 1,25 \sin \delta.$$

По характеристике нагрузки и угловым характеристикам мощности находим:

угол между  $E_r$  и  $U_{tc}$  в нормальном режиме

$$\delta_0 = \arcsin (P_{*0} / P_{*maxI}) = \arcsin (1 / 1,77) = 34,4^\circ;$$

критический угол в послеаварийном режиме

$$\delta_{кр} = \arcsin (P_{*0} / P_{*maxIII}) = \arcsin (1 / 1,25) = 126,9^\circ.$$

Вычисляем предельный угол отключения поврежденной цепи ЛЭП :

$$\begin{aligned} \delta_{откл.пред} &= \arccos \{ [P_{*0} (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{*maxIII} \cos \delta_{кр}] / P_{*maxIII} \} = \\ &= \arccos \{ [1 (126,9 - 34,4) \pi / 180 + 1,25 \cos 126,9] / 1,25 \} = 46,5^\circ. \end{aligned}$$

Предельное время отключения трехфазного КЗ

$$\begin{aligned} t_{откл.пред} &= \sqrt{T_J (\delta_{откл.пред} - \delta_0) / (9000 P_{*0})} = \\ &= \sqrt{12,9 (46,5 - 34,4) / (9000 \cdot 1)} = 0,13 \text{ с.} \end{aligned}$$

#### 5. Подготовка доклада на конференцию (по желанию).

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

Провести еще анализ АПНУ по различным источникам информации.

По результатам работы составить презентацию для доклада.

#### 6. Контрольные вопросы

- 6.1. Назначение АПНУ?
- 6.2. На что реагируют локальные устройства АПНУ?
- 6.3. Какие элементы содержит комплекс АПНУ?
- 6.4. Способы фиксации опасности нарушения устойчивости АПНУ?
- 6.5. Какие применяются расчеты дозирования управляющих воздействий?
- 6.6. Алгоритм автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий?
- 6.7. Основные компоненты программы иерархической системы противоаварийного управления ЭЭС?

#### 7. Содержание отчета

- 7.1. Наименование практического занятия.
- 7.2. Цель практического занятия.
- 7.3. Дифференциальное устройство фиксации отключения параллельной линии.
- 7.4. Адаптивный алгоритм дозирования управляющих воздействий.
- 7.5. Управление мощностью турбогенератора.
- 7.6. Расчет предельного времени отключения КЗ.
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

## Практическое занятие № 3

**АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИИ 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  $\delta_{12}$  между ЭДС  $\dot{E}_1$  и  $\dot{E}_2$  несинхронных источников от нуля до  $360^\circ$  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  $Z_3$ .

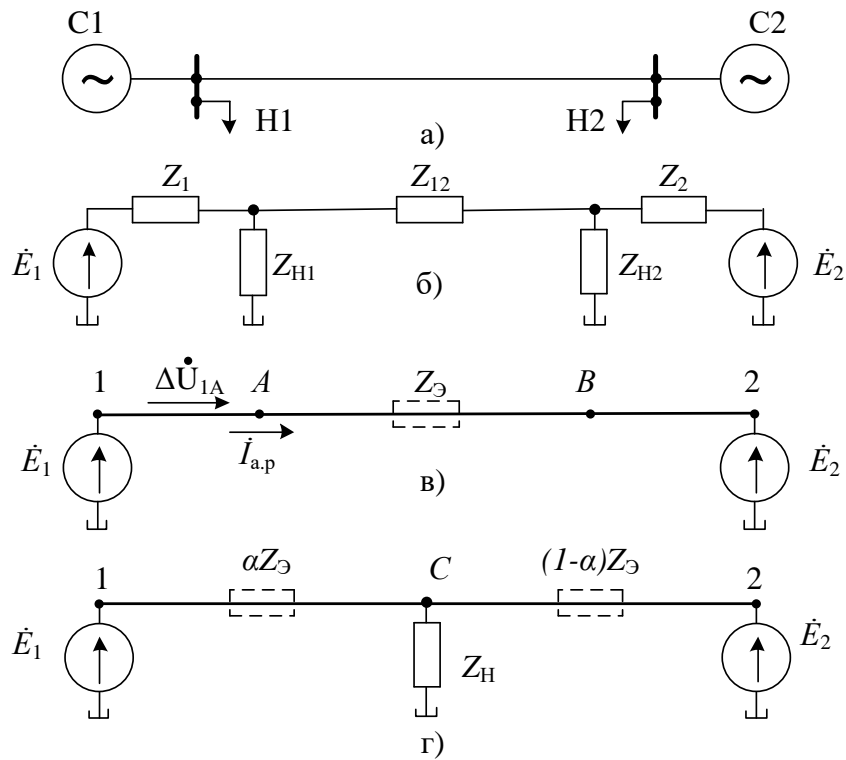


Рис. 3.1. Схемы для анализа асинхронного режима

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

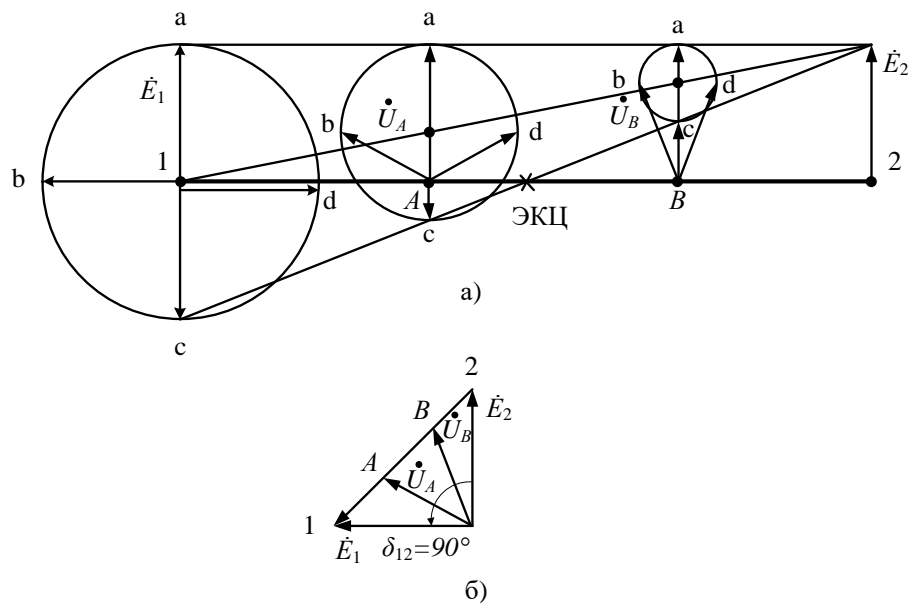


Рис. 3.2. Распределение напряжения по линии при асинхронном режиме  
 а – векторные диаграммы в различных точках линии при четырех значениях угла  $\delta_{12}$ ;  
 б – векторная диаграмма при  $\delta_{12}=90^\circ$

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  $Z_\Sigma$  – 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  $U_\alpha$  – напряжение в соответствующей точке,  $\delta_{1\alpha}$  – угол между  $\dot{E}_1$  и  $\dot{U}_\alpha$ . В следующем цикле эти изменения повторяются.

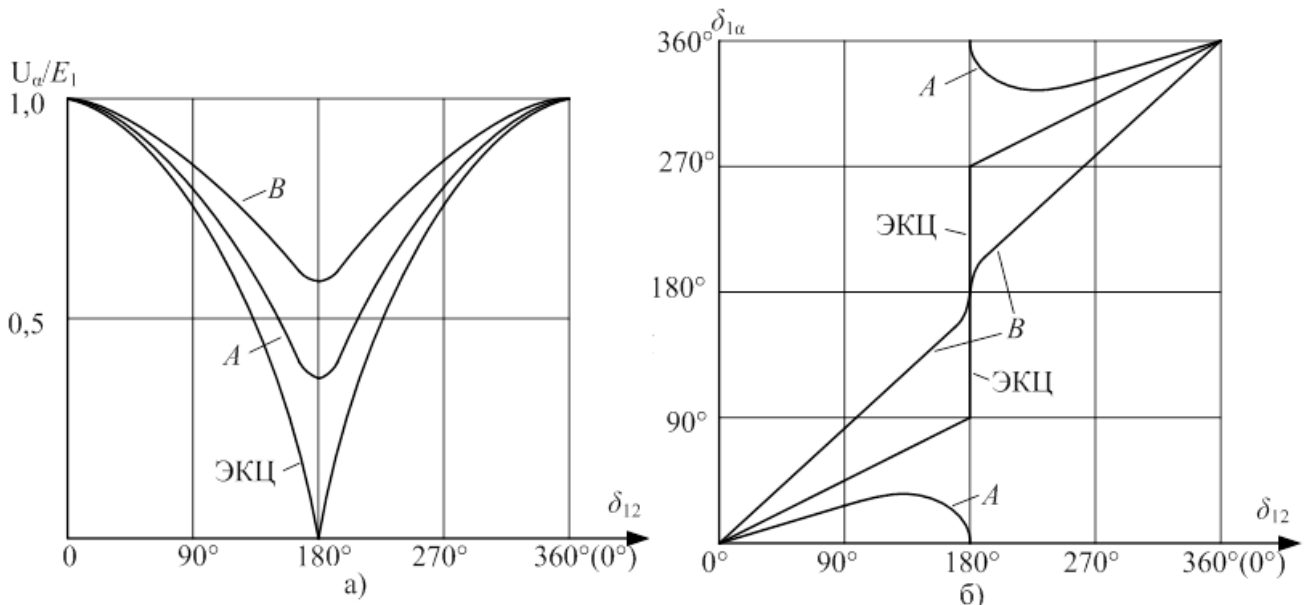


Рис.3.3. Изменение при асинхронном режиме напряжений в точках А, В, ЭЦК  
а – значения; б – фазы относительно  $\dot{E}_1$

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  $\delta_{12}$ , но отличается от нее в реальных условиях из-за изменения скольжения в течение цикла асинхронного режима.

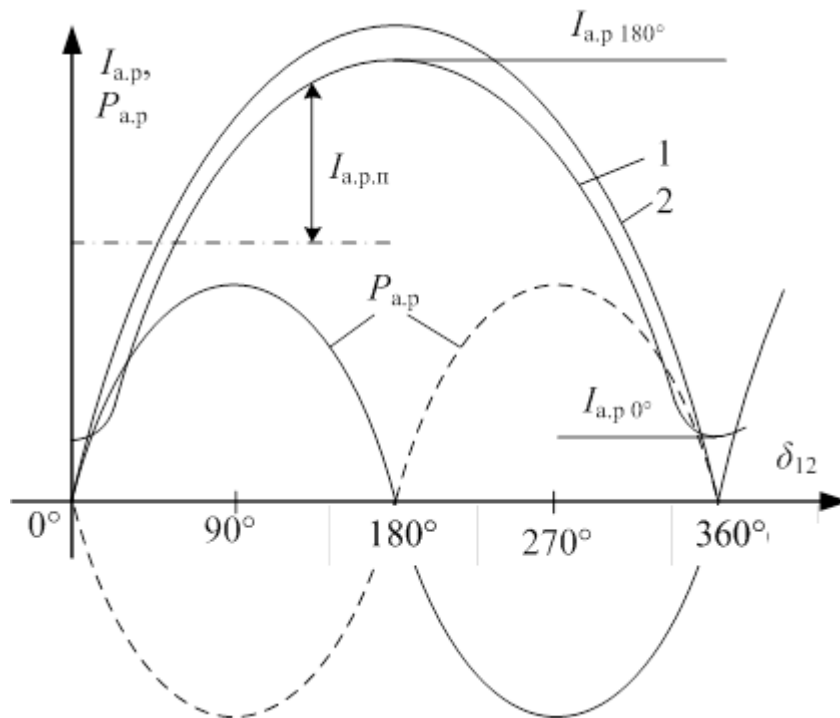


Рис.3.4. Изменение тока асинхронного режима и активной мощности в электропередаче за один цикл качаний

Угол сдвига фаз  $\varphi_\alpha$  между током  $\dot{I}_{a.p}$  и напряжением  $\dot{U}_\alpha$  при переходе  $\delta_{12}$  через  $180^\circ$  равен углу  $\varphi_Z$  сопротивления электропередачи  $Z_{\Sigma}$ , если точка  $\alpha$  находится между  $\dot{E}_1$  и ЭЦК, и  $\varphi_\alpha = 180^\circ + \varphi_Z$ , если точка  $\alpha$  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  $\alpha$  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  $Z_{\Sigma}$ . 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  $Z_{\Sigma}$ . Изменение величины  $Z_{p\alpha}$  за один цикл качаний значительно больше, чем изменение  $U_{\alpha}$ .

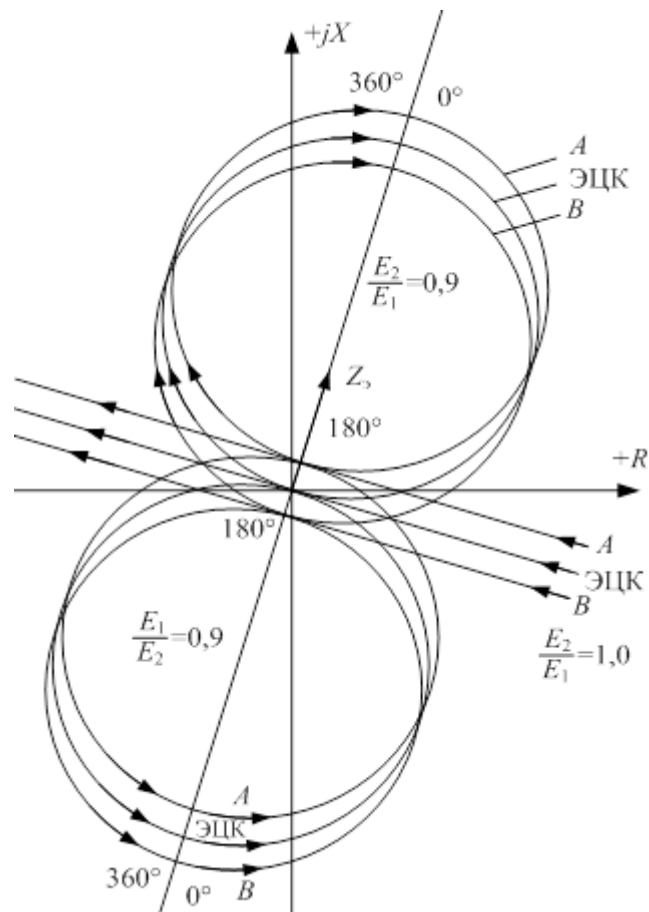


Рис.3.5. Изменение сопротивления на зажимах реле в точках  $A$ , ЭЦК,  $B$  электропередачи за один цикл качаний при различных соотношениях  $E_1$  и  $E_2$

Периодические изменения (качания) активной мощности в электропередаче.

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

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

Зависимости  $P_{\alpha} = f(\delta_{12})$  в различных точках представляют собой синусоиды, смещенные относительно начала координат тем дальше, чем больше  $R_{\Sigma}/X_{\Sigma}$ . 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:

$$\dot{E}_{13} = E_{13} e^{j\psi_1} = K_1 \dot{U}_n + \underline{Z}_1 \dot{I}_1;$$

$$\dot{E}_{23} = E_{23} e^{j\psi_2} = K_2 \dot{U}_n + \underline{Z}_2 \dot{I}_2,$$

где  $\dot{U}_n$  – вектор контролируемого напряжения в узле  $n$  – месте установки устройства;  $\dot{I}_1, \dot{I}_2$  – векторы контролируемых токов;  $K_1, K_2, \underline{Z}_1, \underline{Z}_2$  – коэффициенты четырехполюсников, получаемые на основе предварительного моделирования расчетных схем, эти значения для разных схем вводятся и хранятся в энергонезависимой памяти устройства.

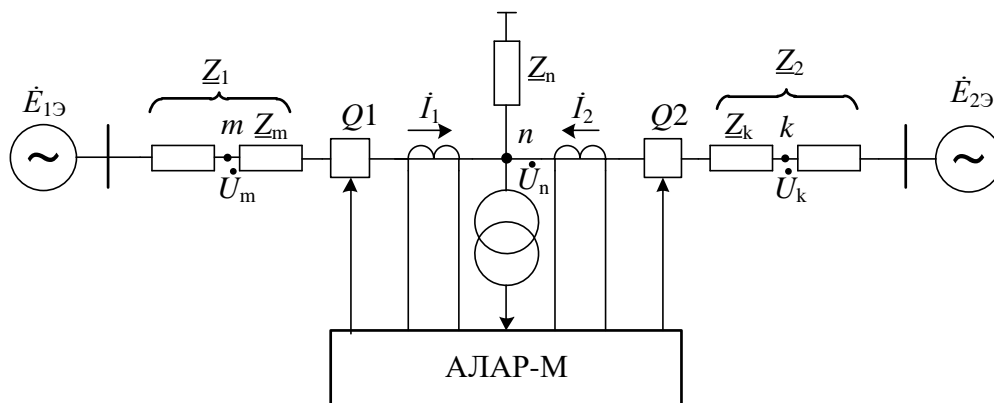


Рис. 3.9. Схема подключения АЛАР-М

Для выявления АР с учетом прогнозирования его развития используется угол электропередачи  $\delta_3 = \left| \psi_1 - \psi_2 \right|$ .

Предельно допустимый по условиям устойчивой работы ЭЭС

$$\delta_{3, \text{доп}} = \delta - \alpha,$$

где угол  $\delta$  – параметр граничной фазовой траектории «угол – скольжение»,  $\alpha$  – угол, связанный с инерционными характеристиками энергосистемы:

$$\alpha = \arctg \left( \frac{K_{J12} - 1}{K_{J12} + 1} \cdot \text{tg} \alpha_{12} \right); \quad K_{J12} = \frac{T_{J13}}{T_{J23}},$$

$T_{J13}, T_{J23}$  – постоянные инерции эквивалентруемых частей ЭЭС, приведенные к базисной мощности;  $\alpha_{12}$  – угол, дополняющий до  $90^\circ$  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

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

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

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  $\alpha$  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.

- 4.1. Убедитесь в соответствии графика напряжения на рисунке 3.3,а для точки А векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- 4.2. Убедитесь в соответствии графика напряжения на рисунке 3.3,а для точки В векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- 4.3. Убедитесь в соответствии графика напряжения на рисунке 3.3,а для точки ЭКЦ векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- 4.4. Убедитесь в соответствии графика угла фазы на рисунке 3.3,б для точки А векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- 4.5. Убедитесь в соответствии графика угла фазы на рисунке 3.3,б для точки В векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- 4.6. Убедитесь в соответствии графика угла фазы на рисунке 3.3,б для точки ЭКЦ векторным диаграммам на рисунке 3.2.
- 4.7. 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. Аллилугев, 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.