



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ  
КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Интеллектуальные электрические сети»

## **Методические указания**

к лабораторным работам  
по дисциплине

# **«Технологическая и противоаварийная автоматика в электроэнергетических системах»**

**Часть 3. Системная противоаварийная  
автоматика**

Автор  
**Шелест В. А.**

Ростов-на-Дону, 2021

## Аннотация

Методические указания предназначены для подготовки бакалавров всех форм обучения по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника». Методические указания состоят из трех частей: «Технологическая автоматика», «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>ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ</b> .....	<b>5</b>
<b>Практическое занятие № 1</b> .....	<b>6</b>
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ.....	6
<b>Лабораторная работа № 2</b> .....	<b>20</b>
МОДЕЛИРОВАНИЕ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ .....	20
<b>Лабораторная работа № 3</b> .....	<b>28</b>
АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ .....	28
<b>Лабораторная работа № 4</b> .....	<b>36</b>
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА .....	36
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	<b>41</b>

## ВВЕДЕНИЕ

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

Уделено внимание решению вопроса предупреждения нарушения устойчивости (АПНУ). Действие этой автоматика 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 и обеспечения в послеаварийных режимах нормативных запасов статической устойчивости для контролируемых сечений района управления.

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.

В работе для исследования асинхронного режима используется компьютерное моделирование.

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 лабораторным работам способствует знание основ электротехники и электроники, переходных процессов в электроэнергетике.

Темы лабораторных работ 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.

Указания предназначены для подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и ОПОП «Интеллектуальные электроэнергетические системы»

## **ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ.**

1.Выполнению заданий предшествует изучение теоретических частей «Технологическая автоматика» и «Общая противоаварийная автоматика» по дисциплине «Технологическая и противоаварийная автоматика в электроэнергетических системах».

2.Лабораторные работы выполняются по темам:

- Автоматическое предупреждение нарушения устойчивости.
- Моделирование асинхронных режимов в энергосистеме.
- Автоматическая ликвидация асинхронного режима.
- Автоматическое ограничение отклонений параметров режима.

3.Индивидуальные задания по лабораторным работам 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\_ЛР\_СистПАА.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

### 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

Автоматическое предотвращение нарушений устойчивости (АПНУ) предназначено для:

- предотвращения нарушений устойчивости режима энергосистемы при аварийных возмущениях;
- обеспечения в послеаварийных режимах нормативных запасов статической устойчивости для контролируемых сечений района управления;
- допустимой токовой загрузки оборудования.

Для указанных целей могут применяться локальные противоаварийные автоматика:

- АРОЛ - автоматика разгрузки при отключении одной линии;
  - АРОДЛ - автоматика разгрузки при отключении двух линий;
  - АРОГ - автоматическая разгрузка при отключении генераторов;
  - АРПМ - автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности;
  - АРБКЗ - автоматическая разгрузка при близких коротких замыканиях;
  - АРЗКЗ - Автоматическая разгрузка при затяжных коротких замыканиях;
- а также централизованные и иерархические противоаварийные автоматика:
- ЦАПНУ – централизованная АПНУ;
  - ЦКАПНУ - централизованная координирующая АПНУ (координация функционирования устройств нижнего уровня).
- Локальная ПА может быть интегрирована в ЦПА.

В состав комплекса технических средств ЦАПНУ, в общем случае, входят:

- средства измерения доаварийной информации;
  - пусковые (ПО) и исполнительные органы (ИО);
  - устройства автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ);
  - устройства автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий (АЗД);
  - устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов-команд управления.
- ПО АПНУ выявляют:
- выявляют аварийные возмущения;
  - фиксируют существенные изменения схемы сети (отключение линий, трансформаторов, генераторов или блоков генератор-трансформатор и т.п.);
  - оценивают тяжесть аварийного возмущения, контролируя сброс мощности, уровень напряжения в момент КЗ, длительность КЗ, действие устройств АПВ и т. д.

В случае невозможности непосредственной фиксации указанных параметров применяются пусковые устройства, реагирующие на вызванное возмущением изменение режимных параметров: передаваемую мощность, угол. Дополнительно могут применяться сигналы по производным мощности и угла.

На основе измерения и фиксации параметров доаварийного режима энергосистемы (осуществляемых устройствами сбора доаварийной информации) для всех фиксируемых аварийных возмущений доаварийного режима определяются УВ (в устройствах автоматической дозировки воздействий АДВ).

Интенсивность управляющих воздействий определяется предшествующим режимом, аварийным возмущением и снижением допустимых перетоков в послеаварийном режиме.

Устройство АДВ обеспечивает выполнение следующих функций:

- ввод и обработку доаварийной информации;
- расчет управляющих воздействий по заложенным алгоритмам;
- передачу в устройства АЗД рассчитанной дозировки.

В устройствах АДВ могут применяться три типа алгоритмов выбора УВ:

- выбор УВ по данным предварительно выполненных расчетов устойчивости вне устройств автоматики для планируемых режимов (алгоритмы «II До»);
- выбор УВ по данным периодических расчетов устойчивости устройствами автоматики для текущих режимов до возникновения аварийного события (алгоритмы «I До»);
- выбор УВ по результатам расчета устойчивости после поступления сигнала об аварийном событии (алгоритмы «После»). Устройство АЗД обеспечивает выполнение следующих функций:
  - запоминание рассчитанной дозировки;
  - выдача УВ при срабатывании ПО;
  - протоколирование работы.

В централизованных и иерархических (многоуровневых) комплексах АПНУ обеспечивается:

- возможность ввода в АЗД дозировки УВ, выбранной устройством верхнего уровня;
- возможность ввода от устройства верхнего уровня в устройство нижнего уровня параметров текущего режима и математической модели района управления;
- возможность передачи на верхний уровень данных о ресурсе УВ, состоянии технических устройств, доаварийной и расчетной информации с нижнего уровня.

В многоуровневых (иерархических) комплексах АПНУ уровни управления различаются набором выполняемых функций.

АПНУ верхнего уровня управления, кроме решения задачи управления на своем уровне, осуществляют в своем районе управления координацию функционирования устройств нижнего уровня, если при отсутствии координации, воздействия, предназначенные для сохранения устойчивости в каком-либо сечении, могут приводить к опасному утяжелению режима или нарушению устойчивости в другом сечении.

Координация осуществляется за счет выполнения следующих функций:

- подготовки и предоставления внешних относительно районов противоаварийного управления координируемого ЦАПНУ расчетных эквивалентов схемы и режима энергосистемы, полученных с учетом информации от ОИК для уточнения модели управления нижнего уровня в случае, если там недостаточно средств

телеизмерения. Если телеизмерений достаточно, то с верхнего уровня передается только информация об эквивалентах сети примыкания;

- задания в текущем режиме максимально допустимого небаланса мощности при реализации управляющих воздействий для каждого координируемого комплекса ПА.

Функции ЦКПА, ЦПА делятся на две группы.

В первую группу входят выполняемые вне реального времени функции по подготовке автоматики к функционированию:

- создание моделей энергосистемы;
- настройка типового математического обеспечения на конкретный район противоаварийного управления.

Ко второй группе относятся функции, выполняемые в процессе работы автоматики в реальном времени:

- сбор, достоверизация и обработка доаварийной информации о схеме и режиме сети, получаемой непосредственно от объектов обслуживаемого района управления и от устройств АДВ нижнего уровня иерархии;
- расчет режима и управляющих воздействий;
- передача на верхний уровень иерархии доаварийной информации и обобщенных параметров, необходимых для выработки координирующей информации;
- получение координирующей информации с верхнего уровня иерархии, ее обработка и передача на нижние уровни. При отсутствии координирующей информации с верхнего уровня, выработка на своем уровне координирующей информации для устройств ПА более низкого уровня;
- обмен с комплексами АПНУ смежных районов информацией о режиме и параметрах своего района, необходимой для координации в случае отсутствия или неисправности верхнего уровня иерархии (данные об эквивалентах, о ресурсах управления, о запасах пропускной способности или об ограничениях величины небаланса при управлении);
- расчет и передача на нижний уровень настройки и объемов УВ;
- запоминание и выбор УВ при срабатывании ПО;
- передача команд на ИО;
- отображение, регистрация, анализ, архивирование и статистическая обработка результатов функционирования АПНУ;
- обмен информацией с ОИК.

Для каждого защищаемого автоматикой АПНУ сечения (или нескольких сечений, имеющих взаимно зависимые пределы устойчивости) должен учитываться свой набор ремонтных схем.

Устройства ЦКПА, как правило, следует размещать в диспетчерских центрах и использовать для выбора УВ имеющиеся средства сбора доаварийной информации (ОИК).

Объем управляющих воздействий должен быть достаточен для решения задач ПАУ.

Для всех видов управляющих воздействий, отобранных из возможных для применения в конкретном устройстве АПНУ, должны быть установлены приоритеты применения. Управляющие воздействия должны применяться в минимальном объеме.

Виды, интенсивность УВ и допустимый небаланс при делении энергосистемы должны выбираться таким образом, чтобы их реализация не создавала опасности каскадного развития аварии вследствие нарушения устойчивости в других

районах ЭЭС (ОЭС), не контролируемых данным комплексом АПНУ. При необходимости для этой цели необходимо применять балансирующее противоаварийное управление.

Длительность цикла обновления информации о параметрах режима, обеспечиваемого средствами телемеханики, должна быть меньше длительности цикла расчета дозировки УВ в ЦПА.

В автоматике АПНУ, как правило, должны применяться программируемые микропроцессорные устройства АДВ.

Надежность функционирования автоматики АПНУ должна обеспечиваться:

- иерархической структурой построения;
- надежностью всех компонентов системы;
- резервированием (дублированием) программно-технических средств;
- дублированием каналов передачи аварийной и доаварийной информации, обеспечением в устройстве АДВ дублированного ввода и вывода информации;
- хранением исходных данных и программного обеспечения в энергонезависимой памяти;
- резервированием устройств хранения данных;
- предотвращением несанкционированного доступа к ПТК АПНУ;
- резервированием питания от двух независимых источников.

Конкретные технические характеристики автоматики АПНУ (способ выбора УВ, применение той или иной математической модели, состав доаварийной информации, аварийных возмущений, ПО, места реализации, виды и величины УВ, состав и структура технических средств) должны определяться на этапе проектирования.

В структуре иерархической ПА ЭЭС России следует выделять следующие уровни:

- централизованную координирующую ПА ЭЭС России (уровень ЭЭС);
- ЦПА и координирующие (ЦКПА) ПА объединенных энергосистем (уровень ОЭС);
- ЦПА районов управления (уровень региональных ЭС);
- локальные ПА объектного уровня (уровень управления одного или нескольких энергообъектов: станция, подстанция, энергоузел ЭС).

ЦПА всех уровней управления должны обеспечивать предотвращение нарушений устойчивости, перегрузки оборудования и линий электропередачи по внутренним связям в своем контролируемом районе и по внешним связям с другими районами.

В ЦПА, ЦКПА, как правило, должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

- расчет УВ в своем районе управления, передача в устройства АЗД результатов расчета УВ;
- прием от ОИК доаварийной информации о схеме и режиме электрической сети;
- прием от устройств нижнего уровня своего района (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах управления, о готовности к функционированию;
- прием от верхних уровней иерархии координирующей информации, необходимой для уточнения эквивалентов модели энергосистемы, для учета ограничений при выборе УВ, обработка и передача этой информации на устройства подчиненного уровня;
- передача на верхний уровень (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах противоаварийного управления, о готовности к функционированию, о подготовленной дозировке, о результатах работы ПА;

- обмен с другими комплексами АПНУ одного уровня информацией о ресурсах управления, режиме примыкающей сети (при необходимости), готовности к функционированию, а также передача команд управления в смежный район управления и прием команд на реализацию УВ от смежных районов;
- напоминание и выбор УВ при срабатывании ПО;
- передача команд на ИО;
- отображение и архивирование информации о функционировании комплекса. ИЛПА должна обеспечивать:
- сбор и обработку доаварийной информации в пределах своей зоны управления;
- прием от устройств верхних уровней иерархии координирующей информации;
- передачу на верхний уровень информации о располагаемых ресурсах УВ, готовности к реализации УВ по командам устройства верхнего уровня, доаварийной информации о схеме и режиме своей зоны управления (при необходимости);
- расчет и напоминание дозировки УВ для всех фиксируемых пусковыми устройствами АВ;
- выдачу УВ на свои объекты, а при недостаточности объема УВ на своем объекте в смежные районы;
- настройку, при необходимости, параметров срабатывания пусковых устройств;
- отображение, регистрацию, архивирование, передачу на верхние уровни иерархии информации о функционировании устройства, подготовленной дозировке управляющих воздействий, сигналов о недостаточности располагаемого объема УВ и т.п.

Устройства управления режимом оборудования, выполняющие, как правило, функции ИО, а в некоторых случаях – локального управления по местным параметрам (РТ, ЭТ), должны обеспечивать:

- прием от устройств более высокого уровня иерархии и напоминание координирующей информации, рассчитанных УВ;
- выбор и реализацию УВ при срабатывании ПО;
- передачу на верхний уровень информации о располагаемых ресурсах УВ;
- передачу на верхний уровень иерархии информации о контролируемых параметрах;
- отображение, регистрацию, архивирование, передачу на верхний уровень информации о функционировании.

При наличии координирующей связи с верхними уровнями иерархии, ЦПА должна запоминать УВ согласно настройке, принятой от ЦКПА. При отсутствии такой связи, УВ определяются по собственной информации.

Для каждого иерархического уровня ПА необходимо предусмотреть систему обмена информацией с другими уровнями.

### 3. Расчет динамической устойчивости в Excel

Определим предельное время отключения поврежденной цепи ЛЭП при трехфазном КЗ в начале линии. Предельное время отключения трехфазного КЗ можно определить по предельному углу отключения, значение которого найдем по методу площа-

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

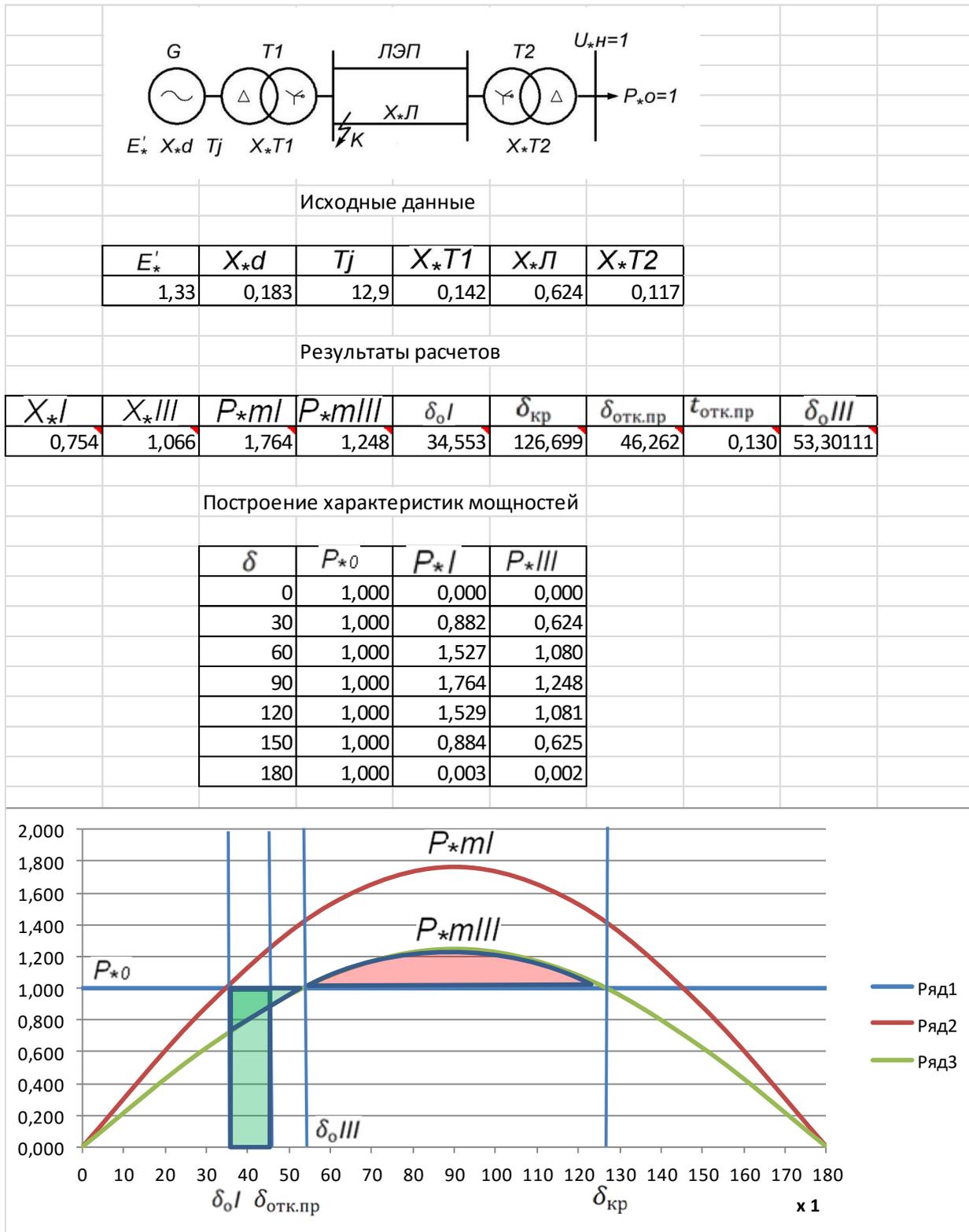


Рис. 1.1. Динамическая устойчивость при КЗ на линии электропередачи.

#### 4. 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. 1.2.

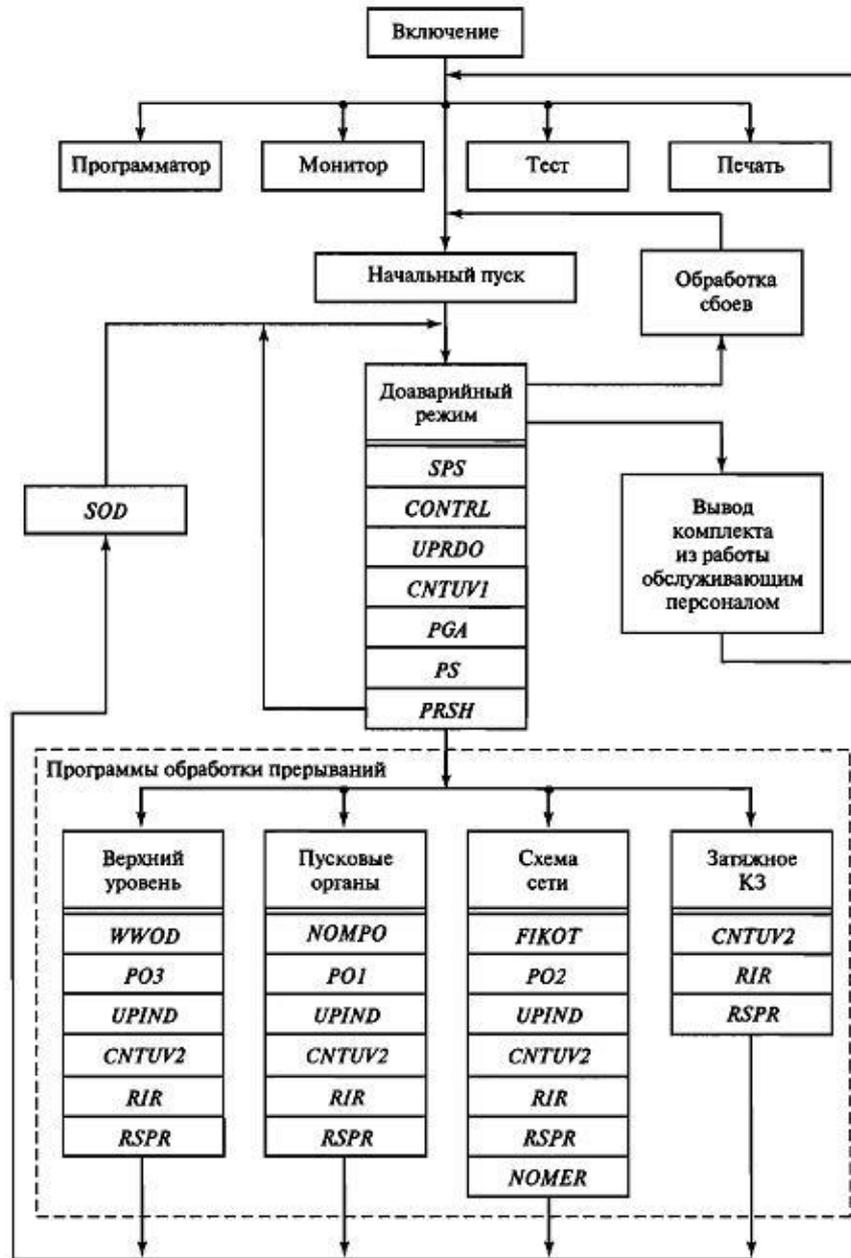


Рис. 1.2. Структурная схема программного обеспечения ПАА

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. 1.3), промышленный компьютер Пр.К образует вычислительно-логическую функциональную часть ВЛЧ микропроцессорной автоматики предотвращения нарушения устойчивости ЭЭС.

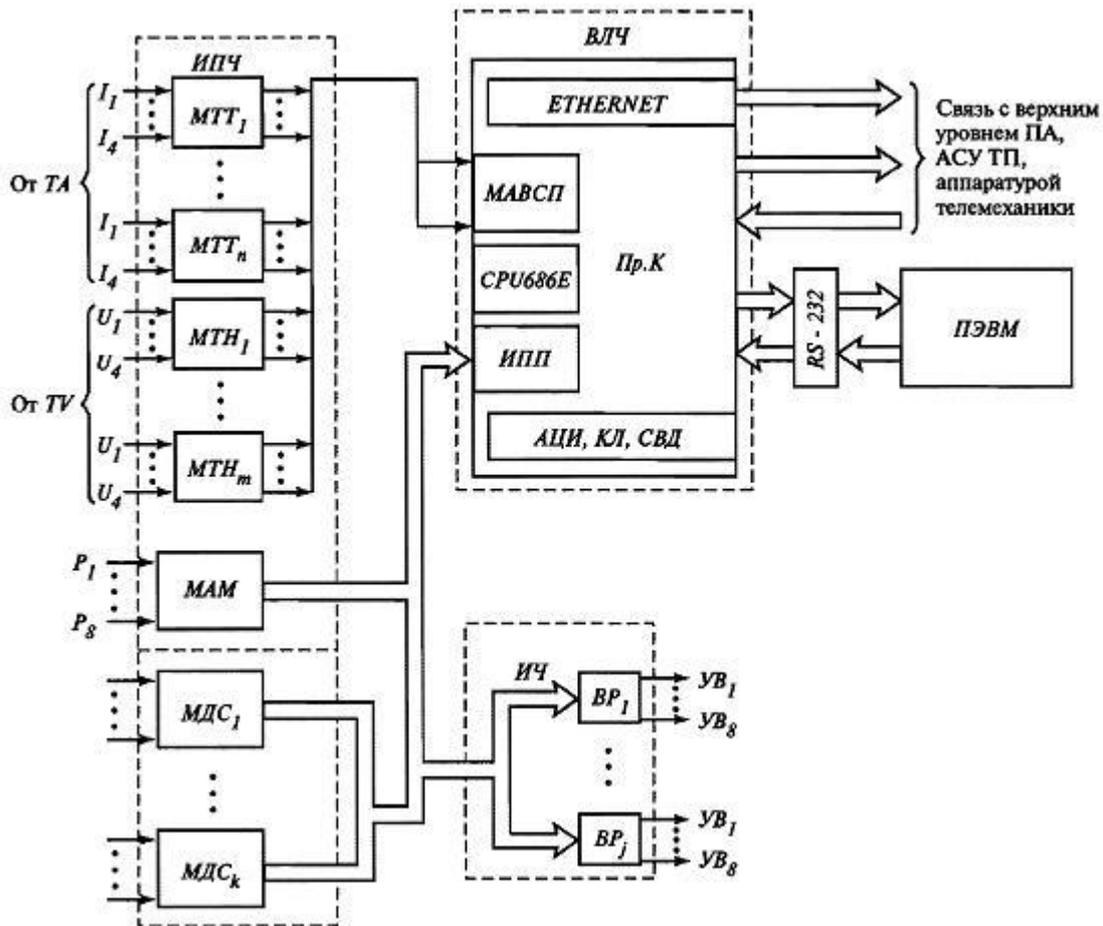


Рис. 1.3. Структурная схема полукомплекта ПТК ЛАДВ

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  $P_1-P_8$ ;
- вводы 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. 1.4).

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).

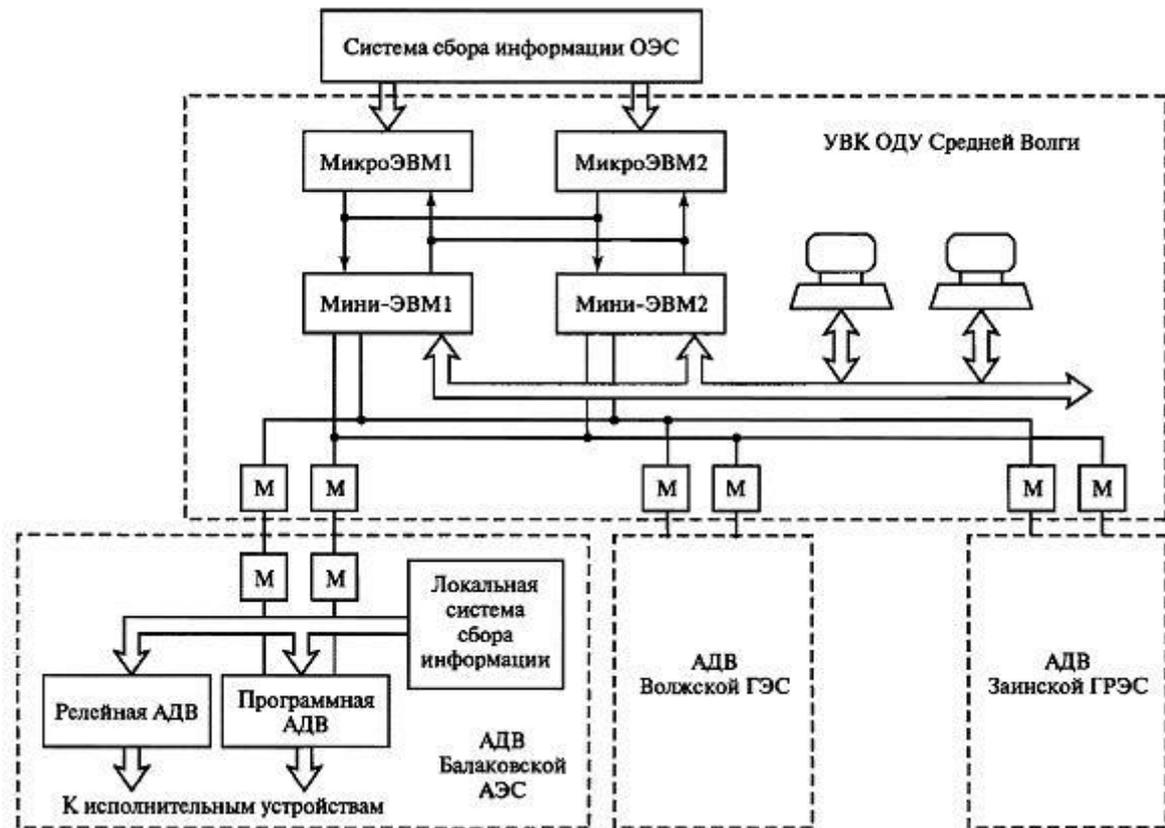


Рис. 1.4. Структурная схема иерархической системы ПАУ ОЭС Средней Волги

Формируется иерархическая система противоаварийного управления ЭЭС. Программное обеспечение этой системы показано на рис. 1.5.

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 разоидется, 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.

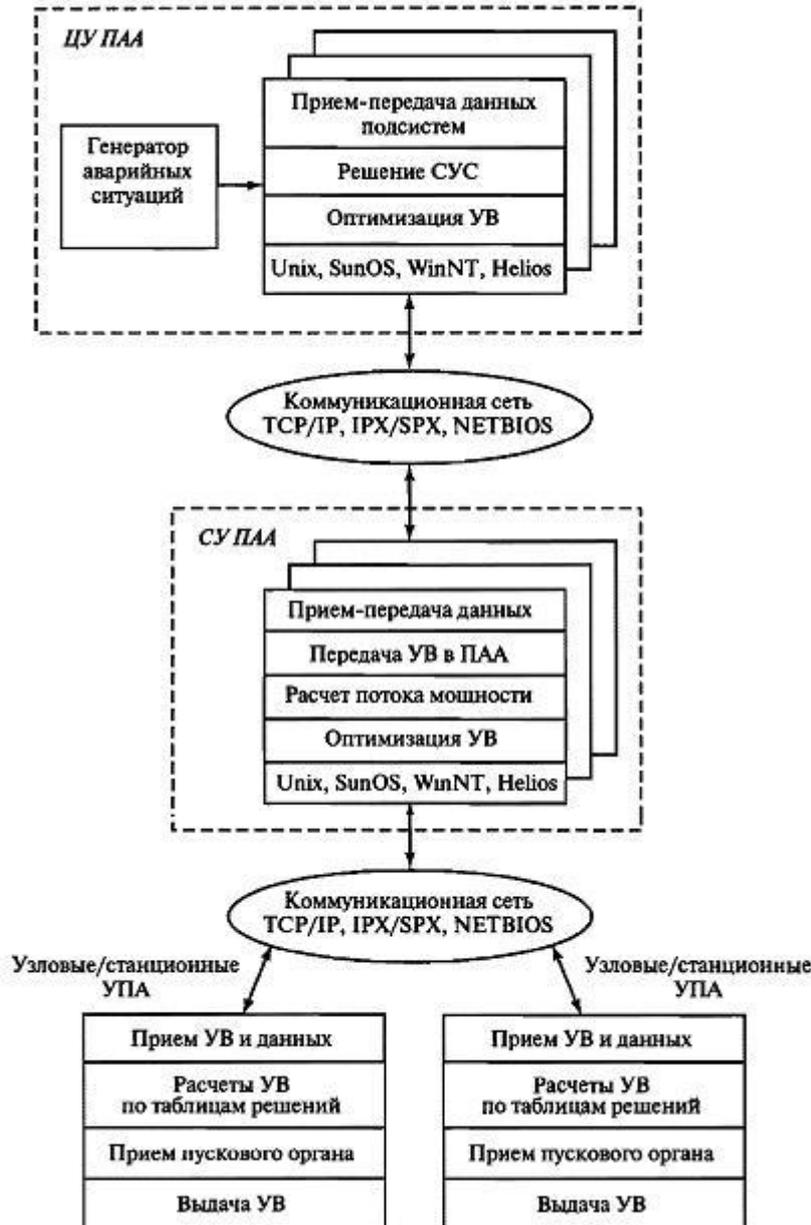


Рис.1.5. Структурная схема программы распределено-параллельной системы ПАУ.

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.

**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. Функции устройств дозирования автоматического воздействия.
- 6.5. Какие применяются расчеты в АПНУ?
- 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. Состав комплекса технических средств ЦАПНУ.
- 7.4. Расчет предельного времени отключения КЗ.
- 7.5. Адаптивный алгоритм дозировки управляющих воздействий.
- 7.6. Структурная схема иерархической системы ПАУ ОЭС.
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

### МОДЕЛИРОВАНИЕ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

#### 1. Цель работы

В ходе выполнения работы 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. 2.1,в), к которой преобразуется схема замещения рис. 2.1,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. 2.1,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  $Z_\Sigma$ .

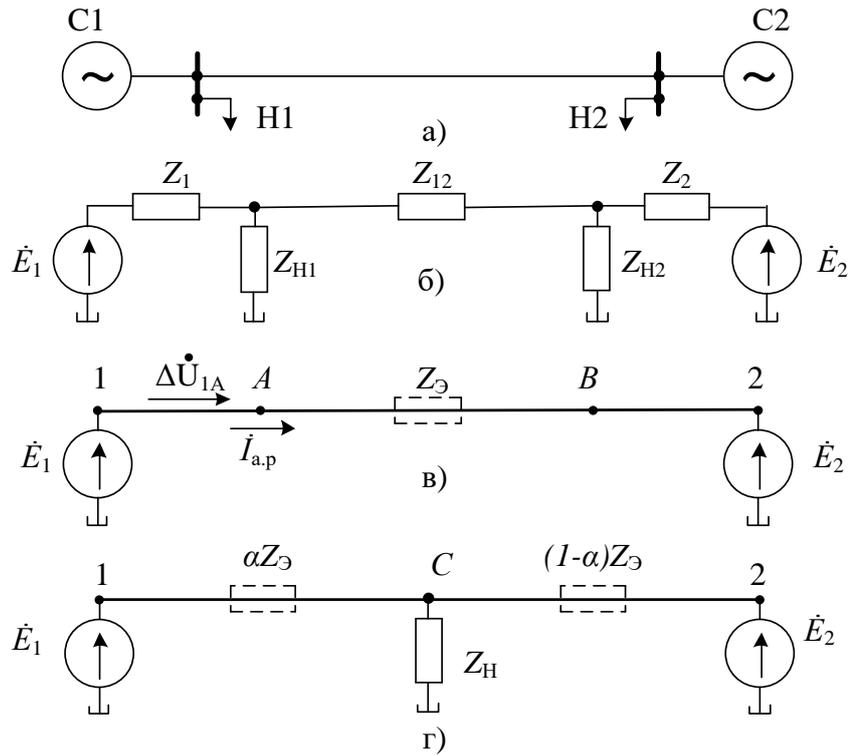


Рис. 2.1. Схемы для анализа асинхронного режима

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

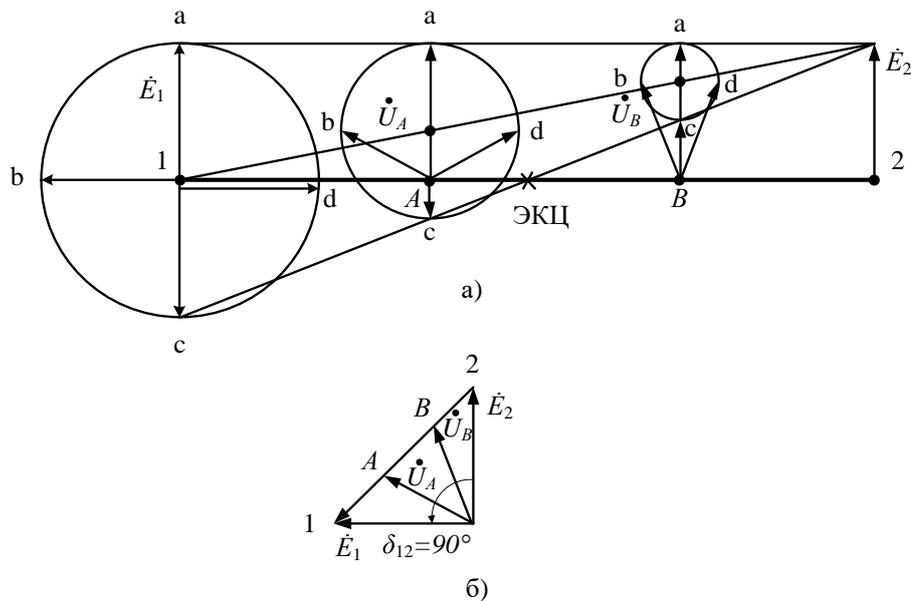


Рис. 2.2. Распределение напряжения по линии при асинхронном режиме

- 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. 2.2,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. 2.2, построены на рис. 2.3 кривые изменения величин и фаз напряжений в различных точках электропередачи  $\alpha = A, B$ , 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.

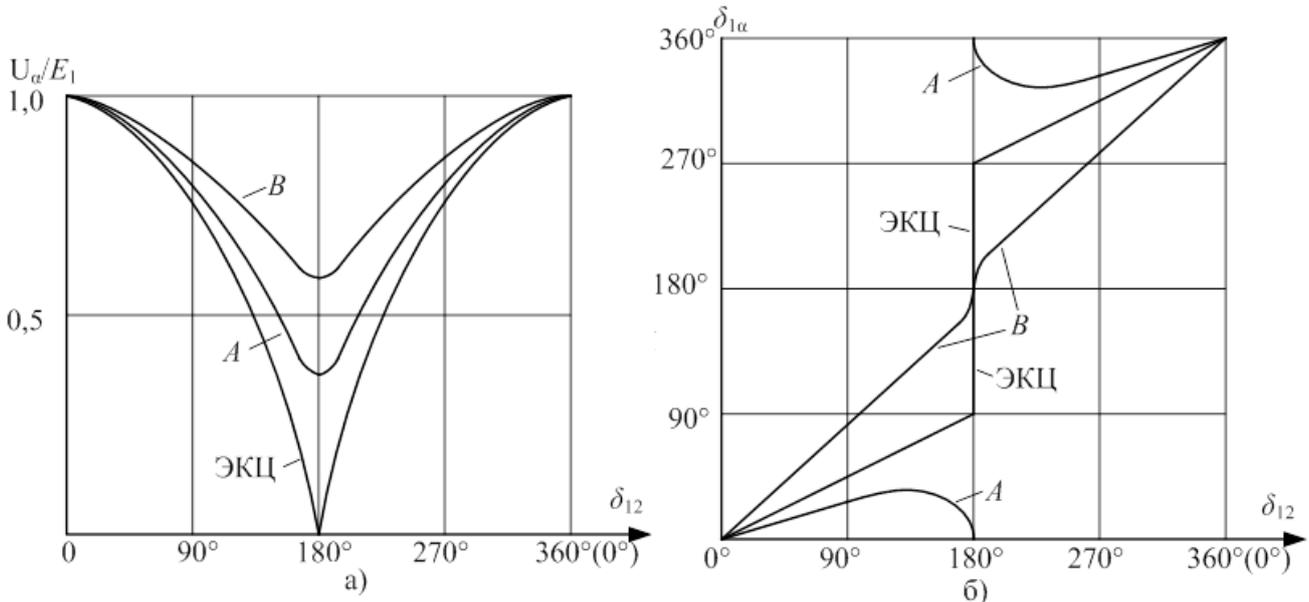


Рис.2.3. Изменение при асинхронном режиме напряжений в точках А, В, ЭЦК  
а – значения; б – фазы относительно  $\dot{E}_1$

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) ршают 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 (рис. 2.4)

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

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.

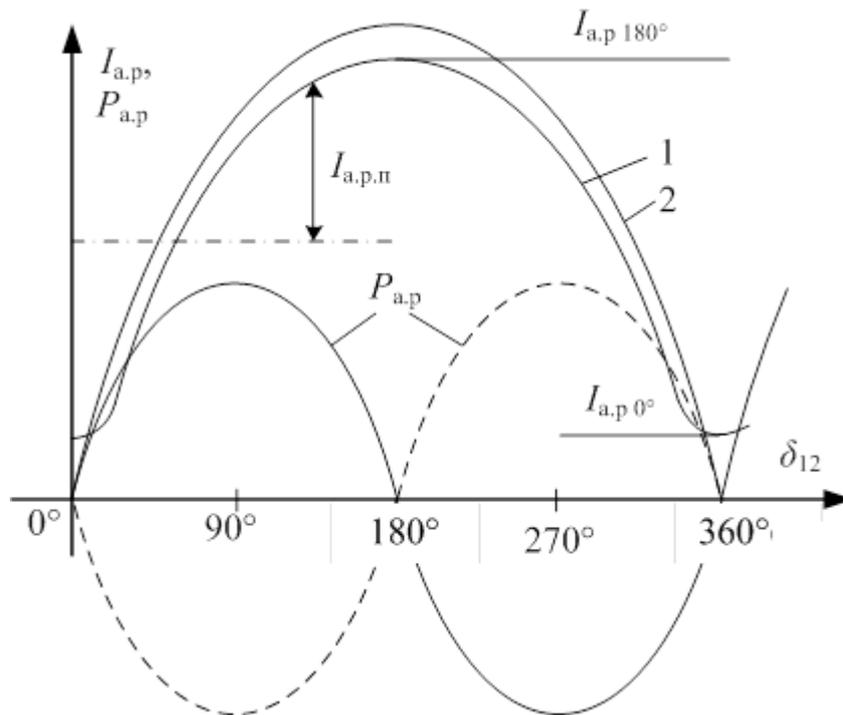


Рис.2.4. Изменение тока асинхронного режима и активной мощности в электропередаче за один цикл качаний

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. 2.5. 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  $U_{\alpha}$ .

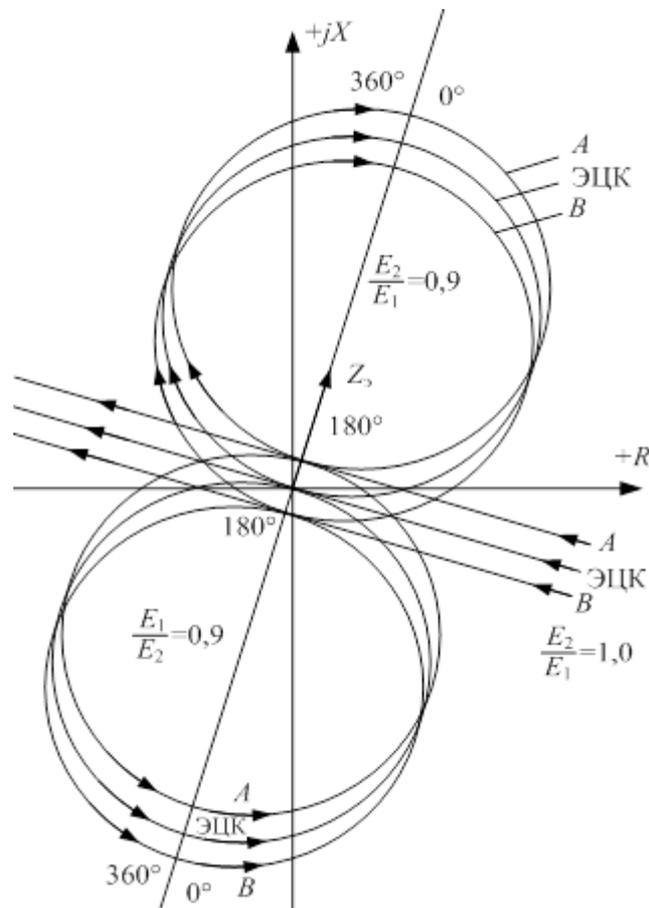


Рис.2.5. Изменение сопротивления на зажимах реле в точках  $A$ , ЭЦК,  $B$  электропередачи за один цикл качаний при различных соотношениях  $E_1$  и  $E_2$

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.

### 3. Моделирование в программе MBTU

Необходимо повторить моделирование с применением программы MBTU.

### 4. Моделирование асинхронных режимов

При моделировании асинхронных режимов будем использовать рисунки и описания из предыдущего раздела.

На рисунке 2.6 выполнено построение векторной диаграммы для  $\delta_{12} \approx 90^\circ$ . асинхронного режима.

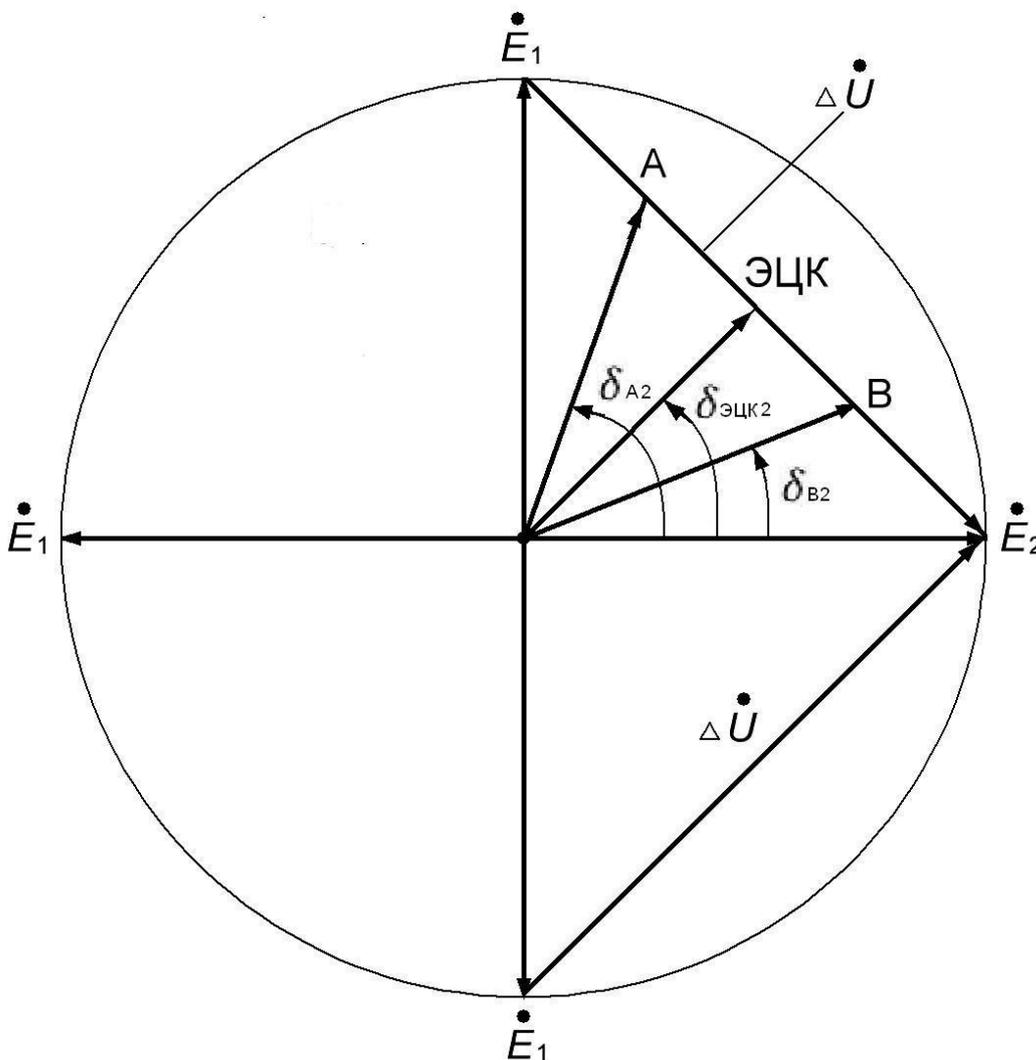


Рис. 2.6. Векторная диаграмм асинхронного хода для двухмашинной системы.

Будем считать, что модули векторов  $E_1$  и  $E_2$  равны 1, а вектор  $E_2$  неподвижен. Угол между ними будем обозначать  $\delta_{12}$ .

Пусть разность частот равна:

$$\Delta f = f_1 - f_2 = 51 - 50 = 1 \text{ Гц}$$

Тогда угловая скорость скольжения:

$$\omega_s = 2\pi\Delta f = 2\pi$$

Взаимный угол (используется при составлении модели):

$$\delta_{12} = \omega_s t$$

ЭДС несинхронного источника:

$$E_1^* = E_m(\cos\omega_s t + j\sin\omega_s t) = \cos\omega_s t + j\sin\omega_s t$$

ЭДС синхронного источника:

$$E_2^* = E_m = 1$$

Выберем на линии точку  $N$ , для которой справедливо выражение (используется при составлении модели):

$$n = \frac{Z_{N2}}{Z_{12}}$$

Определим напряжение в этой точке:

$$U_N^* = E_2^* - n\Delta U^* = E_2^* - n(1 - \cos\omega_s t - j\sin\omega_s t) = 1 - n + n\cos\omega_s t + j\sin\omega_s t$$

Определим модуль вектора напряжения в точке  $N$  (используется при составлении модели):

$$U_{mN} = \sqrt{(1 - n + n\cos\omega_s t)^2 + (n\sin\omega_s t)^2}$$

Определим угол вектора напряжения в точке  $N$  относительно вектора  $E_1$  (используется при составлении модели):

$$\delta_{N2} = \arccos \frac{1 - n - n\cos\omega_s t}{U_{mN}}$$

На рисунке 2.7 показана схема модели асинхронного режима для определения напряжений в различных точках линии электропередачи. Расположение точки  $N$  задается значением  $n$  от 0 до 1.

Необходимо убедиться, что получаемые результаты соответствуют рисункам 2.3,а и 2.3,б.

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

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

Провести дополнительный анализ по различным источникам информации.

По результатам работы составить презентацию для доклада.

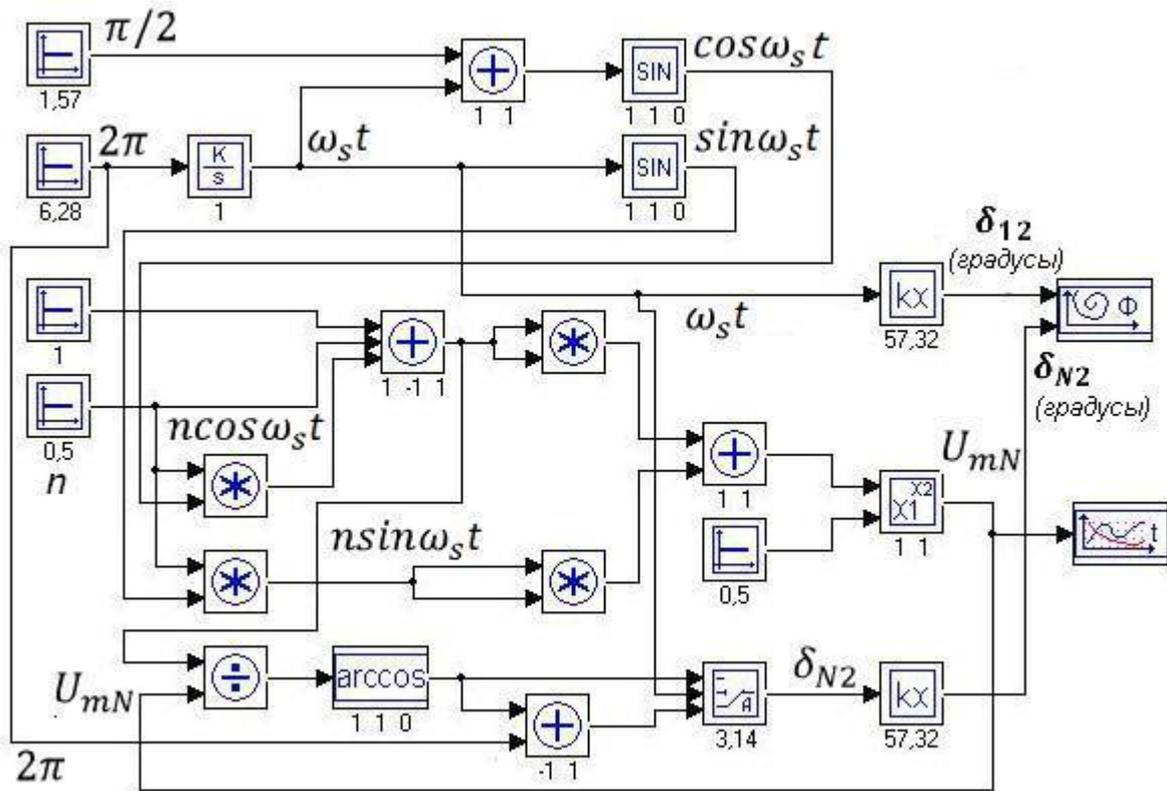


Рис. 2.7. Схема моделирования напряжений линии электропередачи в асинхронном режиме.

### 6. Контрольные вопросы

- 6.1. Причины возникновения асинхронного режима?
- 6.2. Какие признаки асинхронного хода существуют?
- 6.3. Понятие электрического центра колебаний.
- 6.4. Как изменяется активная мощность в линии электропередачи?
- 6.5. Как изменяются сопротивления на зажимах реле при асинхронном ходе?
- 6.6. Какой получен результат компьютерного моделирования АР?
- 6.7. Ваши предложения по исследованию асинхронного режима?

### 7. Содержание отчета

- 7.1. Наименование и цель практического занятия.
- 7.2. Перечень отличительных признаков асинхронного режима.
- 7.3. Векторные диаграммы асинхронного режима.
- 7.4. Графики асинхронного режима.
- 7.5. Схема компьютерной модели АР.
- 7.6. Графики полученные на компьютерной модели.
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

### ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

#### АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

##### 1. Цель работы

В ходе выполнения работы изучить процессы в электрической сети при асинхронном режиме работы. Познакомиться с устройствами АЛАР. Следует обратить внимание на недостатки применяемых устройств АЛАР и варианты их дальнейшего совершенствования.

##### 2. Требования к организации автоматической ликвидации асинхронных режимов и размещению устройств АЛАР

АЛАР предназначена для предотвращения и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

Автоматическая ликвидация асинхронных режимов реализуется совокупностью устройств АЛАР, устанавливаемых на объектах электроэнергетики.

На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР.

На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться селективное выявление асинхронного режима с ЭЦК в любой точке связи двумя устройствами АЛАР.

Асинхронный режим с ЭЦК на ЛЭП должны выявлять два устройства АЛАР, установленные на разных объектах электроэнергетики. На межгосударственных линиях электропередачи при отсутствии возможности установки устройств АЛАР на разных объектах электроэнергетики установка устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики допускается по согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

При установке устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики должно быть предусмотрено:

- разделение питания устройств АЛАР по оперативному току;
- выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения устройств АЛАР от разных источников;
- отсутствие совмещения выходных цепей устройств АЛАР;
- действие устройств АЛАР на различные электромагниты отключения выключателей.

На всех генераторах АЭС и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС должны устанавливаться два устройства АЛАР.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах мощностью менее 500 МВт ТЭС и ГЭС должна определяться проектными решениями.

При возможности возникновения асинхронного режима генератора устройства АЛАР должны устанавливаться на генераторе вне зависимости от наличия устройств АПНУ.

Реализация АЛАР в устройствах РЗ генератора допускается по согласованию с ОАО «СО ЕЭС» на генераторах мощностью менее 500 МВт.

При необходимости установки устройств АЛАР на двух и более генераторах суммарной мощностью менее 500 МВт, подключенных к общим шинам посредством

одного выключателя, допускается установка двух устройств АЛАР, включенных на суммарный ток данных генераторов.

Алгоритм функционирования и настройка устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должны обеспечивать выявление ЭЦК. В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК.

Установка отдельных устройств АЛАР, выявляющих и ликвидирующих неполнофазные асинхронные режимы, не требуется.

Устройства АЛАР должны действовать на ДС или отключение генераторов. Реализация иных УВ с целью ресинхронизации не допускается.

Действие устройств АЛАР на ДС должно производиться посредством отключения ЛЭП и/или электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. При этом отключение ЛЭП должно осуществляться:

- для электрической сети напряжением 330 кВ и выше с двух сторон;
- для электрической сети напряжением 220 кВ и ниже с двух сторон при наличии команды на телеотключение.

Элементы электрической сети в сечении асинхронного режима, отключаемые действием устройств АЛАР, определяются с учетом:

- наличия на отключаемом элементе расчетного ЭЦК;
- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации количества отключаемых выключателей.

Для минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы допускается действие устройств АЛАР на смежном объекте электроэнергетики при условии действия последней ступени этого устройства АЛАР на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

Настройка устройств АЛАР, установленных на связи с промежуточными подстанциями, должна исключать обесточивание нагрузки промежуточных подстанций при реализации УВ.

Устройства АЛАР, устанавливаемые на генераторах, должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции.

Ликвидация асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться посредством его отключения.

При установке устройства АЛАР, не совмещенного с устройствами РЗ генератора, на генератор, работающий по схеме «блок генератор-трансформатор», должно предусматриваться действие разных ступеней устройства АЛАР на выключатели разных классов напряжения (при их наличии).

Первые ступени устройств АЛАР, установленных в электрической сети напряжением 330 кВ и выше, должны выдавать УВ на ДС до начала второго цикла асинхронного режима.

Устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС после выдачи УВ на ДС устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в одно сечение асинхронного режима.

Устройства АЛАР, установленные в электрической сети напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС до начала пятого цикла асинхронного режима.

При выявлении возможности возникновения многочастотного асинхронного режима должны устанавливаться устройства АЛАР, выдающие УВ на ДС до начала первого цикла асинхронного режима.

Измерительные цепи устройства АЛАР должны подключаться к вторичным обмоткам трансформаторов тока и напряжения при измерении:

- фазных или линейных токов – к вторичной обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р);
- фазных или линейных напряжений – к вторичной обмотке измерительного ТН, соединенной по схеме «звезда», класса точности 3Р (6Р);
- напряжения нулевой последовательности  $U_0$  (при необходимости) – к вторичной обмотке ТН, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник», класса точности 3Р (6Р).

Подключение устройств АЛАР по цепям переменного напряжения к ТН и переменного тока к ТТ, а также выходные цепи устройств АЛАР должны выполняться посредством оперативных переключающих устройств.

### 3. Требования к устройствам АЛАР

Устройство АЛАР должно обеспечивать:

- выявление асинхронного режима и выдачу УВ;
- отсутствие срабатывания при отсутствии асинхронного режима;
- определение количества циклов асинхронного режима.

Устройство АЛАР должно выявлять и ликвидировать асинхронные режимы с длительностью цикла асинхронного режима от 0,2 до 20 секунд.

В устройстве АЛАР должна быть реализована возможность использования не менее двух ступеней:

- первая ступень должна выявлять асинхронный режим и выдавать УВ до начала второго цикла асинхронного режима;
- вторая и последующие ступени должны выявлять асинхронный режим и выдавать УВ через заданное количество циклов АР.

В устройстве АЛАР, устанавливаемом в соответствии с п. 5.20 Стандарта, должна быть реализована возможность выявления асинхронного режима и выдачи УВ до начала первого цикла асинхронного режима.

В устройстве АЛАР, не обеспечивающем выявление ЭЦК, устанавливаемом в электрической сети напряжением 150 кВ и ниже, допускается использовать одну ступень, выявляющую асинхронный режим и выдающую УВ через заданное количество циклов АР.

Устройство АЛАР должно предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок для каждой из ступеней.

Устройство АЛАР должно обеспечивать возможность передачи информации в АСУ ТП объекта электроэнергетики с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

После перерывов питания любой длительности устройство АЛАР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 секунд с момента подачи питания.

Устройство АЛАР не должно ложно срабатывать при:

- снятии и подаче питания;
- возникновении неисправностей в цепях оперативного тока;
- возникновении неисправностей в цепях напряжения;
- потере цепей напряжения;

- перезагрузке устройства.

Устройство АЛАР должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа работы устройства. В устройстве АЛАР должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

В устройстве АЛАР должна предусматриваться автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

Устройство АЛАР должно быть синхронизировано с системами единого времени. Все зарегистрированные в устройстве АЛАР данные должны иметь метки единого астрономического времени.

Документация на устройство АЛАР должна содержать:

- информацию об области применения устройства;
- информацию об ограничениях применения устройства;
- описание алгоритма работы устройства в объеме, достаточном для обеспечения возможности его моделирования при проведении расчетов переходных режимов и динамической устойчивости и достаточном для полноценного анализа его работы;
- методику выбора уставок для всех заявленных областей применения устройства (с примерами);
- типовую форму бланка уставок.

Многофункциональное устройство ПА, в котором функция АЛАР аппаратно совмещена с другими функциями ПА, должно соответствовать требованиям п. 6.5–6.11 Стандарта.

*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 не селективной 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. 3.1.



Рис. 3.1. Алгоритм ликвидации асинхронного режима

#### 4. Применение устройств АЛАР

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:

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

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

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.

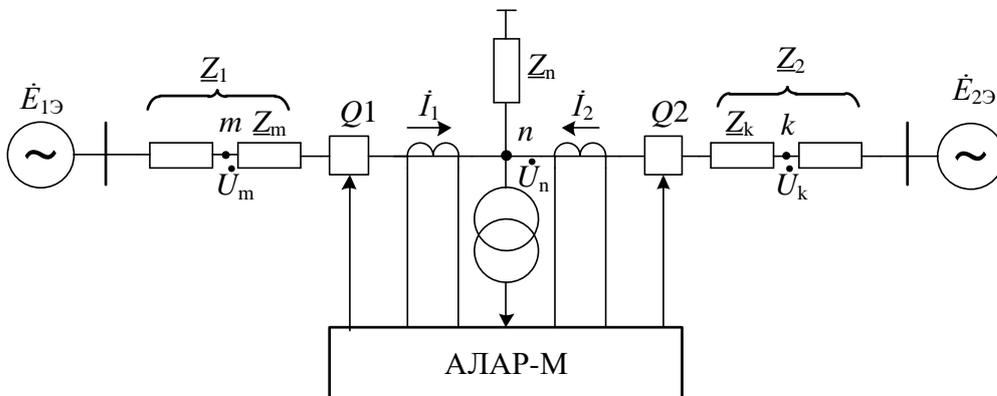


Рис. 3.9. Схема подключения АЛАР-М

Для выявления АР с учетом прогнозирования его развития используется угол электропередачи  $\delta_{Э} = |\psi_1 - \psi_2|$ .

Предельно допустимый по условиям устойчивой работы ЭЭС

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

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

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

$T_{J1Э}, T_{J2Э}$  – 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:

$$\delta_{Э} \geq \delta_{Э, \text{доп}}.$$

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 полцикле 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 самонастраивающейся автоматики.

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

#### 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. Опасности асинхронного режима.
- 7.4. Алгоритм ликвидации асинхронного режима.
- 7.5. Недостатки устройств АЛАР.
- 7.6. Схема подключения устройства АЛАР-М
- 7.7. Краткие ответы на контрольные вопросы.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

### АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА

#### 1. Цель работы

В ходе выполнения работы изучить основные требования, предъявляемые к автоматизации ограничений отклонений основных параметров режима работы энергосистемы.

#### 2. Автоматическое ограничение повышения частоты

##### Общие сведения

АОПЧ предназначено для предотвращения недопустимого повышения частоты в ЭС, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, АЭС, а также для ограничения длительного повышения частоты в ЭС, при котором нагрузка блоков выходит за пределы диапазона допустимых нагрузок.

Устройства АОПЧ ликвидируют аварийный избыток активной мощности за счет отключения генераторов и деления системы. Последнее используется для отделения ТЭС с примерно сбалансированной нагрузкой от энергосистемы в целях резервирования действия устройств АОПЧ (при неэффективности АОПЧ).

Устройства АОПЧ контролируют частоту в энергосистеме и (или) скорость ее повышения, а также, если требуется, работу котла при выходе его режима за пределы регулировочного диапазона.

##### Размещение и настройка

АОПЧ должно быть организовано в каждом районе (энергоузле), который может быть отделен от энергосистемы в результате аварии или действия автоматики с избытком мощности, приводящим к недопустимому повышению частоты.

АОПЧ должно выполнять свои функции при всех возможных для данного района (энергоузла) аварийных избытках мощности, при этом АОПЧ не должно срабатывать в режиме синхронных качаний.

Настройка АОПЧ должна исключать срабатывание при синхронных качаниях в энергосистеме.

С целью предотвращения недопустимого повышения частоты на тепловых электростанциях, которые могут оказаться работающими параллельно с гидроэлектростанциями значительно большей мощности, должны применяться устройства автоматики, действующие при повышении частоты выше 52-53 Гц на отключение части генераторов ГЭС.

Допустимо применение устройств, действующих на отделение ТЭС со сбалансированной нагрузкой от ГЭС.

В узлах энергосистемы, содержащих только ГЭС, должны предусматриваться устройства, ограничивающие аварийное повышение частоты за счет отключения части генераторов, а также устройства, действующие на закрытие направляющих аппаратов до прекращения повышения частоты.

Действие АОПЧ не должно приводить к последующему действию устройств АОСЧ. Вводимый для этого разброс действия АОПЧ по частоте и времени на отключение генераторов должен определяться на основе специальных расчетов изменения частоты с учетом действия АРС турбин.

### 3. Автоматическое ограничение снижения напряжения

#### Общие сведения

Подсистема АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения снижения напряжения в узлах энергосистемы, нарушений технологических процессов на электростанциях и крупных промышленных предприятиях, прекращения электропитания потребителей.

Устройства АОСН действуют на:

- увеличение генерации реактивной мощности (осуществляют форсировку и увеличивают уставки регуляторов возбуждения СК, генераторов, форсировку конденсаторов и иных ИРМ);
- уменьшение потребления реактивной мощности (отключение шунтовых реакторов, отключение нагрузки (при наличии обоснований)).

Допускается совмещение действия устройств АОСН и АОСЧ на отключение нагрузки.

Устройства АОСН контролируют величину снижения напряжения с учетом его длительности. Для прогнозирования возникновения процесса лавины напряжения устройства АОСН могут контролировать изменение величины реактивной мощности и величину производной изменения реактивной мощности от изменения напряжения.

#### Требования к размещению и управляющим воздействиям

Обоснование применения АОСН следует производить с учетом зависимости нагрузки от напряжения, наличия АРПН на понизительных трансформаторах, конденсаторных батарей, схемы и режимов электрической сети.

Для АОСН рекомендуется следующая очередность применения УВ: отключение реакторов, включение конденсаторов (БСК), форсировка и увеличение уставок возбуждения СК, генераторов электростанций, деление сети, отключение нагрузки.

Как правило, АОСН следует выполнять с пуском по напряжению ступенями с разными выдержками времени.

Выдержки времени должны обеспечивать отстройку автоматики от АПВ, АВР и т.д., и сводить к минимуму вероятность неправильного срабатывания устройств при полной потере напряжения вследствие неуспешных АПВ, отключений линий электропередачи распределительной сети и т.д.

Для повышения эффективности и быстродействия АОСН рекомендуется учитывать скорость изменения напряжения. В тех случаях, когда не обеспечивается достаточная эффективность АОСН при контроле напряжения в месте установки устройства (например в узлах с преобладанием синхронных двигателей, нарушение динамической устойчивости которых происходит значительно быстрее, чем у генераторов), рекомендуется применять более сложные устройства с фиксацией режимных параметров, изменений в схеме и АВ в разных точках энергосистемы, телепередачей сигналов.

Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или высокой долей электродвигательной нагрузки определяются на основании нормируемых коэффициентов запаса и критических по устойчивости напряжений (Укр) [1].

Критическое напряжение в узлах такой нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным  $U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$ , где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение в рассматриваемом узле.

Коэффициенты запаса в нормальном режиме должны быть не ниже 1.15, в послеаварийном режиме не ниже 1.1.

При этом минимально допустимым напряжением является величина  $U_{кр} \cdot 1.15$ , аварийно допустимым напряжением - величина  $U_{кр} \cdot 1.1$ .

#### 4. Автоматическое ограничение повышения напряжения

##### Общие сведения

Устройства АОПН устанавливаются на ПС с отходящими линиями электропередачи напряжением 330 кВ и выше, а также в ряде случаев на ПС с отходящими линиями электропередачи 220 кВ большой протяженности, с целью ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на высоковольтное оборудование линий электропередачи, электростанций и подстанций. Для ограничения воздействия повышенного напряжения используются управляющие воздействия в виде включения шунтирующих реакторов на ВЛ или отключения ВЛ с двух сторон с запретом ТАПВ.

##### Размещение, функциональность и выбор уставок

Устройства АОПН должны действовать при повышении напряжения выше допустимых значений с учетом допустимой длительности повышения в случаях, когда это повышение произошло в результате одностороннего отключения ВЛ, отключения фазы, разрыва транзита.

Устройства АОПН следует устанавливать с двух сторон линии и снабжать дублированными каналами связи.

Устройство АОПН должно фиксировать опасное повышение действующего напряжения в соответствии с заложенной Вольт-временной характеристикой [2] и амплитудного значения напряжения, определять, является ли ВЛ, на которой установлено устройство, причиной повышения напряжения (по стоку реактивной мощности).

Должны учитываться предыдущие повышения напряжения. При вводе в работу устройства АОПН в него должны быть введены данные о предшествующих повышениях напряжения.

Устройство АОПН должно контролировать факт повышения напряжения каждой из трех фаз.

В устройствах АОПН допускается иметь ступени по контролируемому напряжению и выдержке времени, определяемые, по возможности, с учетом предыдущих повышений напряжения в течение заданного времени, и действовать на включение шунтирующих реакторов и, если напряжение не снизилось до допустимого значения, на ключение с запретом АПВ линии, зарядная мощность которой вызвала повышение напряжения.

В устройстве АОПН должна быть предусмотрена блокировка срабатывания при выполнении оперативного включения линии в работу.

Должна быть обеспечена блокировка действия устройства АОПН на включение реактора после срабатывания его защит.

Каждое устройство АОПН должно фиксировать отказ любого из выключателей линии и, в случае отказа, обеспечивать отключение смежных выключателей посредством УРОВ АОПН с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

Действие АОПН на ВШР допустимо осуществлять без контроля величины и направления реактивной мощности по ВЛ.

Для исключения неправильных действий АОПН должна быть предусмотрена блокировка при неисправности цепей напряжения.

### 5. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования

#### Общие сведения

АОПО предназначено для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования.

АОПО включает в себя автоматическую разгрузку трансформаторов, автотрансформаторов (АРТ) и автоматическую разгрузку линий электропередачи (АРЛ).

Мероприятиями по ликвидации перегрузки являются:

- разгрузка электростанций (разгрузка турбин, отключение генераторов);
- перераспределение нагрузки;
- пуск резервных агрегатов и набор нагрузки;
- отключение нагрузки;
- деление системы;
- отключение перегруженного оборудования.

Для разгрузки связей в электрической сети ЭС в качестве УВ АОПО используются:

- АВР (автоматический ввод резерва мощности) в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы;
- ДРТ, ОГ генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с дефицитным районом энергосистемы, в случае наличия связей дефицитного энергорайона с другими источниками электропитания;
- ДС, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети или существенно повышающее эффективность действия других УВ.
- отключение с запретом АПВ (для линий электропередачи) перегруженного элемента сети при условии, что при этом не возникнут недопустимые режимы в других частях энергосистемы, которые не могут быть предотвращены и ликвидированы средствами ПА.

В случае применения ЦПА задачи АПНУ и АОПО, как правило, решаются в едином комплексе.

#### Требования к функциональности

Применение АОПО не требуется, если допустимая длительность возможной перегрузки составляет 20 мин и более. Разгрузка в таких случаях должна производиться путем применения оперативных мероприятий.

Определение настройки устройств АОПО должно осуществляться на основе временно-зависимой характеристики допустимой токовой перегрузки сетевого элемента, ограничивающего величину предельной загрузки связи по току (если такая характеристика известна).

Настройка устройств АОПО должна производиться с контролем температуры воздуха и масла. Рекомендуется настройка устройств АОПО для зимних и летних температур наружного воздуха.

Допускается выполнять многоступенчатое АОПО по контролируемому току и выдержке времени, осуществляющее ввод последующих ступеней по току/времени до достижения по контролируемому элементу сети длительно допустимого значения тока.

Для повышения селективности и минимизации объема УВ рекомендуется использовать в устройстве АОПО реле тока с коэффициентом возврата не менее 0.95.

При реверсивных перетоках мощности рекомендуется контролировать направление мощности.

При перегрузке, превышающей допустимую, сигнал УВ должен формироваться с фиксированной выдержкой времени порядка 10-30 секунд (с возможностью оперативного регулирования) или в соответствии с зависимостью выдержки времени от величины перегрузки.

Должно предусматриваться резервирование действия устройства АОПО на случай, если по каким-либо причинам перегрузка не была устранена после реализации УВ. При этом с дополнительной выдержкой времени должен формироваться сигнал на ввод других УВ или отключение перегруженного оборудования.

#### *6. Подготовка доклада на конференцию (по желанию).*

На основании изученного материала выбрать тему доклада на конференцию по автоматизации ограничения отклонений параметров режима и согласовать ее с преподавателем.

Провести еще анализ этого вопроса по различным источникам информации.

По результатам работы составить презентацию для доклада.

#### *7. Контрольные вопросы*

7.1. Почему необходимо автоматически ограничивать повышение частоты (АОПЧ)?

7.2. Какое есть ограничение в действии АОПЧ?

7.3. На что действуют устройства автоматики ограничения снижения напряжения.

7.4. Почему устройства автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) следует устанавливать с двух сторон линии?

7.5. Какая предусматривается блокировка неправильных действий АОПН?

7.6. Какие используются мероприятия в автоматизации перегрузки оборудования (АОПО)?

7.7. Что предлагается использовать для повышения селективности и минимизации объема управляющих воздействий при действии АОПО?

**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.