

В.В. ВАСИЛЬЕВ, И.П. ТИМОФЕЕВ

ОСНОВЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2016

УДК 621.316.9(075.8)
В 191

Рецензенты:

канд. техн. наук, доц. *А.И. Щеглов*,
канд. техн. наук, доц. *В.П. Шойко*

Работа подготовлена на кафедре электрических станций ФЭН
для магистрантов направления 13.04.02 (140400.68)
«Электроэнергетика и электротехника»
(магистерская программа «Автоматика энергосистем»)

Васильев В.В.

В 191 Основы функционирования локальных устройств противо-
аварийной автоматики: учеб. пособие / В.В. Васильев, И.П. Ти-
мофеев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 84 с.

ISBN 978-5-7782-3027-9

В пособии рассмотрены основные принципы организации и функционирования локальных устройств, предназначенных для предотвращения развития и ликвидации аварийных режимов энергосистем, связанных в основном с дефицитом или избытком активной или реактивной мощности. Приведены рекомендации по расчету уставок этих устройств. Описано моделирование устройств противоаварийной автоматики в программном комплексе анализа живучести.

Пособие предназначено для магистрантов при изучении дисциплин «Автоматика энергосистем» и «Технические средства диспетчерского и технологического управления».

УДК 621.316.9(075.8)

ISBN 978-5-7782-3027-9

© Васильев В.В, Тимофеев И.П., 2016
© Новосибирский государственный
технический университет, 2016

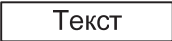
СИМВОЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМАХ

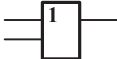
 Внутренний входной сигнал

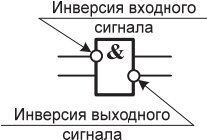
 Внутренний выходной сигнал

 Внешний входной сигнал

 Внешний выходной сигнал

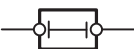
 Внутренний сигнал

 Логический элемент «ИЛИ»

 Логический элемент «И»

 Логический элемент «НЕ»

 Таймер с нерегулируемой выдержкой времени на срабатывание

 Таймер с нерегулируемой выдержкой времени на возврат



Генератор импульса (одновибратор) нерегулируемой длительности



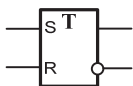
Таймер с регулируемой выдержкой времени на срабатывание



Таймер с регулируемой выдержкой времени на возврат



Генератор импульса (одновибратор) регулируемой длительности



Элемент памяти (асинхронный RS-триггер)



Максимальный пороговый орган (P – текущее значение, P1 – уставка)



Минимальный пороговый орган (P – текущее значение, P1 – уставка)

ВВЕДЕНИЕ

Особое место в обеспечениях надежности электроснабжения потребителей занимает система автоматического противоаварийного управления, значимость которой определяется рассредоточенностью населения и промышленности на большой территории страны, что в сочетании с высокой степенью концентрации производства электроэнергии приводит к необходимости передачи мощности потребителям от весьма удаленных источников. В этих условиях обеспечение требуемого уровня надежности и живучести (способность энергосистемы противостоять аварийным возмущениям) за счет повышения резервирования генераторных мощностей и пропускной способности электрических сетей, как это традиционно выполняется за рубежом, становится весьма проблематичным и дорогостоящим. Поэтому в нашей электроэнергетической отрасли большое внимание прежде всего уделяется таким мероприятиям, как оптимизация режимного управления и повышение эффективности автоматического противоаварийного управления.

Настоящее пособие предназначено для ознакомления обучающихся с принципами построения систем противоаварийного управления в энергосистемах, соответствующих всем современным требованиям и стандартам. В работе описаны локальные устройства противоаварийной автоматики, предназначенные для предотвращения развития и ликвидации аварийных режимов энергосистем, связанных с дефицитом и избытком активной и реактивной мощности.

По итогам изучения представленного материала предлагается выполнить ряд лабораторно-практических работ по расчету параметров устройств противоаварийной автоматики и их моделированию в программном комплексе анализа живучести (ПАЖ, разработка Сибирского научно-исследовательского института электроэнергетики – СибНИИЭ).

1. ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Нарушение нормального режима энергосистемы в результате воздействия аварийного возмущения приводит к возникновению следующих видов опасностей [1]:

- недопустимому снижению надежности режима энергосистемы вследствие высокой вероятности нарушения устойчивости параллельной работы электростанций, узлов нагрузки;
- возникновению в энергосистеме асинхронного режима (АР), приводящего к нарушению электроснабжения потребителей, опасного для оборудования и predisposed к дальнейшей эскалации с переходом одночастотного АР в многочастотный;
- недопустимому снижению напряжения, возникновению лавины напряжения с нарушением электроснабжения потребителей;
- недопустимому повышению напряжения с повреждением оборудования;
- недопустимому повышению частоты с отключением генераторов и погашением электростанций;
- недопустимому снижению частоты с погашением электростанций, возникновением лавины частоты и массовым отключением нагрузки потребителей;
- повреждению оборудования в результате его перегрузки транзитными потоками мощности.

Быстрое протекание аварийных процессов при нарушениях нормальных режимов исключает возможность ликвидировать их и тем более предотвратить действиями оперативного персонала даже при наличии хороших средств контроля и телеуправления. Поэтому предотвращение, локализация и ликвидация нарушений нормального режима целиком возлагаются на специальные автоматические устройства, полу-

чившие общее наименование средств противоаварийного управления (ПАУ).

Автоматическое ПАУ осуществляется совокупностью противоаварийных автоматик (ПА), которая должна обеспечивать:

- сведение к возможному минимуму отключений нагрузки и генерации в аварийных режимах;
- предотвращение развития и локализацию нарушений в послеаварийном режиме энергосистемы.

Система ПА контролируемого объекта энергосистемы, района управления может состоять из одной или нескольких автоматик в зависимости от их структуры и режимов работы и быть реализована как отдельными устройствами, так и комплексом взаимосвязанных устройств. Она должна предотвратить развитие аварии и локализовать их в пределах своей области управления. Таким образом, система ПА образует эшелонированную структуру, обеспечивающую последовательный ввод в действие ее элементов при возникновении и развитии аварийного нарушения и функционально состоящую из следующих основных видов автоматик (рис. 1):

- АОСЧ – автоматическое ограничение снижения частоты;
- АОСН – автоматическое ограничение снижения напряжения;
- АОПЧ – автоматическое ограничение повышения частоты;
- АОПН – автоматическое ограничение повышения напряжения;
- АОПО – автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
- АЛАР – автоматическая ликвидация асинхронного режима;
- АПНУ – автоматическое предотвращение нарушения устойчивости.

Из перечисленных автоматик в качестве локальных средств противоаварийного управления, чтобы предотвращать недопустимые для оборудования режимы и обеспечения живучести энергосистемы, используются АОСЧ, АОСН, АОПЧ, АОПН, АОПО и АЛАР.

Система АПНУ, предназначенная для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций или энергосистемы в целом и представляющая собой централизованную иерархическую структуру ПА, в настоящем пособии не рассматривается.

Устройство АЛАР – наиболее сложный вид ПА, тип которого выбирается на основе объемных расчетов асинхронных режимов энергосистемы для различных схемно-режимных условий, поэтому также не рассматривается в составе учебного пособия.

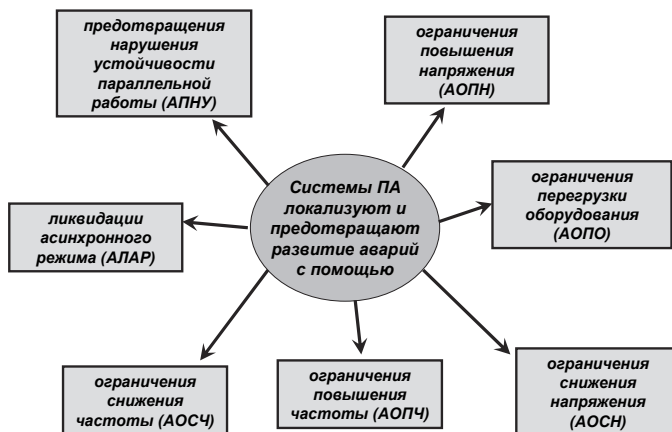


Рис. 1. Основные функции ЛПА

В общем плане противоаварийная автоматика должна сохранить максимум оставшихся после аварийного возмущения источников электроэнергии для питания соответствующего количества потребителей. По крайней мере, имеется в виду сохранение максимума источников в состоянии готовности к быстрому приему полной нагрузки и сохранение питания наиболее ответственных потребителей [2].

На рис. 2 показаны регламентируемые стандартом [1] управляющие воздействия (УВ) локальной противоаварийной автоматики (ЛПА). Наиболее используемые из них следующие:

1) ОГ – отключение генераторов. Применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения частоты, ограничения перегрузки оборудования;

2) ОН – отключение нагрузки. Применяется для ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима и ограничения перегрузки оборудования;

3) ДС – деление системы. Применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения частоты, перегрузки оборудования, повышения эффективности действия отдельных видов ПА;

4) ВР – ввод резерва. Применяется для предотвращения снижения частоты и ускорения включения потребителей, отключенных действием автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Применение управляющих воздействий ПА при выполнении заключительных практических работ ограничивается использованием этих четырех видов УВ.

Управляющие воздействия ПА являются функцией доаварийного, аварийного и послеаварийного состояний энергосистемы. Одна из главных задач при проектировании системы ПА энергорайона – это выбор минимально необходимого уровня (дозировки) УВ для предотвращения развития и локализации возможных аварийных ситуаций.



Рис. 2. Основные виды УВ от ПА

Состояние энергосистемы характеризуется рядом таких факторов и параметров, как электрическая схема, состав оборудования, перетоки мощности по электропередачам и межсистемным связям, значения токов, уровни напряжения, частота и т. п. Устройства ПА непрерывно

контролируют эти параметры, выявляют и фиксируют моменты опасного отклонения или внезапного нарушения нормального режима, определяют их тяжесть и вырабатывают соответствующие воздействия на объекты управления. При этом чем больше факторов и параметров контролирует ПА, тем ближе к оптимальным будут ее воздействия.

1.2. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ

1.2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

АОСЧ предназначено для обеспечения живучести ЕЭС России при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях (регионах) с их аварийным отделением и глубоким снижением частоты (и напряжения, как следствие снижения частоты), создающим угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения.

АОСЧ должно за счет мобилизации резерва генерации и отключения нагрузки (рис. 3) потребителей обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня, при котором энергосистема может работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление питания отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты.

АОСЧ осуществляет:

- автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты до верхних уставок АЧР;
- автоматическую частотную разгрузку при снижении частоты ниже 49,2 Гц;
- дополнительную разгрузку (ДАР) при локальных дефицитах мощности с большой скоростью снижения частоты;
- выделение электростанций (энергоблоков) на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку (ЧДА – частотная делительная автоматика) в случае неэффективности действия АЧР;
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) отключенных потребителей при нормализации частоты.

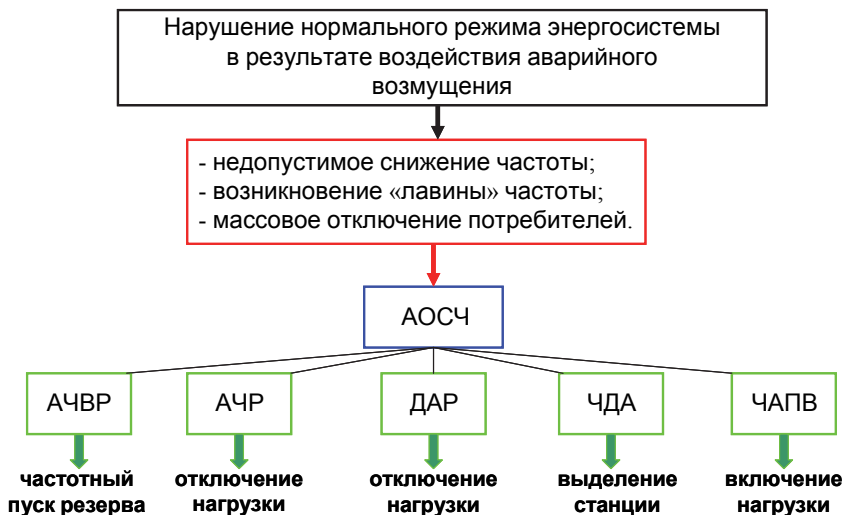


Рис. 3. Структура формирования системы АОСЧ

АЧВР при снижении частоты увеличивает загрузку электростанций по активной мощности, уменьшает дефицит мощности, предотвращая отключение энергопринимающих установок потребителей, способствует подъему частоты и сокращению времени перерыва электропитания потребителей, отключенных действием АЧР.

АЧВР при снижении частоты в энергосистеме осуществляет:

- частотный пуск резервных гидроагрегатов;
- перевод в генераторный режим агрегатов, работавших в режиме синхронных компенсаторов;
- набор нагрузки на гидроагрегатах, имеющих резервную мощность;
- отключение гидроагрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме;
- перевод гидроагрегатов ГАЭС, работавших в насосном режиме, в генераторный режим;
- мобилизацию включенного резерва генерирующей мощности на тепловых электростанциях;
- автоматический пуск газотурбинных установок.

АЧР действует при возникновении дефицита активной мощности в процессе аварийного снижения частоты и предусматривает отключе-

ние заранее подготовленных групп нагрузок потребителей небольшими по мощности частями (очередями) по мере снижения частоты или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты.

Функционально автоматика частотной разгрузки подразделяется на АЧР1 и АЧР2:

- АЧР1 – быстродействующая автоматика для прекращения процесса снижения частоты, в том числе:
 - специальная очередь АЧР (для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков АЭС), действующая при снижении частоты ниже 49,0 Гц; основной объем АЧР, действующий при снижении частоты ниже 48,8 Гц;
 - АЧР2н (АЧР2 несовмещенная), действующая на выделенный объем энергопринимающих установок потребителей – для подъема частоты после действия устройств АЧР1, а также при медленном снижении частоты;
- АЧР2с (АЧР2 совмещенная), действующая на объем энергопринимающих установок потребителей, подключенных к АЧР1, для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

Совмещение АЧР1 и АЧР2 позволяет снизить запасы объема разгрузки при сохранении ее прежнего уровня гибкости и эффективности. В этом случае, как показано на рис. 4, одни и те же очереди нагрузки подключаются как к АЧР1 (со все более низкими уставками по частоте), так и к АЧР2 (со все большими уставками по времени). С целью ускорения подъема частоты для более вероятных аварий, не сопровождающихся максимальным дефицитом мощности, выполняется несколько очередей с пуском только от АЧР2 (АЧР2н) и начальными уставками по времени. Их объем принимается не менее 10 % мощности нагрузки энергосистемы. На рис. 4 показаны процессы снижения частоты и срабатывания очередей АЧР. Частотная разгрузка отключает потребителей в следующем порядке: 1, 5, 6, 7 – от АЧР1; 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11 – от АЧР2.

ДАР осуществляет *быстродействующее* отключение заданной мощности энергопринимающих установок потребителей по факторам, которые характеризуют возникновение местного дефицита активной мощности, без фиксации снижения частоты в тех случаях, когда действие АЧР по снижению частоты реализуется с запаздыванием, что снижает частоту в аварийном процессе ниже допустимого уровня.

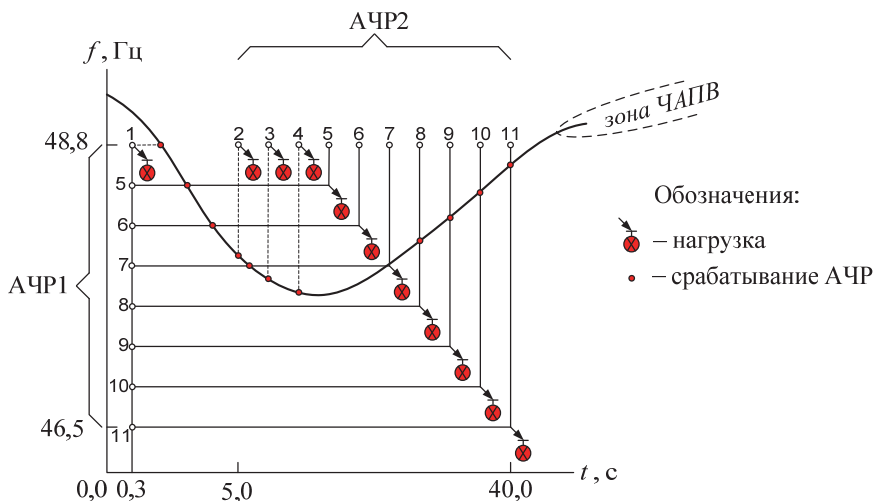


Рис. 4. Принцип совмещения действия АЧР1 и АЧР2 на отключение одной нагрузки

ДАР осуществляется в начале процесса снижения частоты — до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. Запуск автоматики производится по факту отключения генерирующих источников, питающих линий, силовых трансформаторов и т. д. с контролем направления и величины перетоков активной мощности в предшествующем режиме. Возможна организация запуска ДАР по скорости снижения частоты для выявления факта возникновения большого местного дефицита мощности.

Дефицит активной мощности, который может быть ликвидирован суммарным действием ДАР и АЧР в энергорайоне, зависит от эквивалентной постоянной времени генерирующего оборудования в энергорайоне (энергоузле), времени отключения потребителей устройствами АЧР и ДАР и определяется расчетным путем.

ЧАПВ восстанавливает питание отключенных от АЧР потребителей при подъеме частоты в результате мобилизации резервов генерирующей мощности и восстановления отключившихся связей.

ЧДА применяется:

- для сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при отказе или недостаточной эффективности АЧВР, АЧР, ДАР;

- для обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

ЧДА осуществляет выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков на питание собственных нужд (АВСН) или на сбалансированный район. Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения в послеаварийном режиме.

Одни и те же устройства АОСЧ могут действовать в составе разных подсистем, ограничивающих снижение частоты при местных и системных дефицитах.

Для выполнения своих функций устройства, входящие в АОСЧ, контролируют:

- величину, продолжительность и/или скорость снижения частоты;
- факторы, характеризующие возникновение местного дефицита активной мощности без контроля изменения частоты: отключение генерирующего оборудования, питающей линии электропередачи или трансформаторного оборудования (с контролем величины и направления мощности в предшествующем режиме) и т. д.

1.2.2. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

АОСЧ должно обеспечивать ограничение глубины и длительности снижения частоты в энергосистеме, в отделившихся от нее дефицитных энергорайонах, не допуская нарушения технологических режимов ТЭС, АЭС и требований действующих норм по эксплуатации турбин. В соответствии с этими требованиями АОСЧ должно выполняться на основе следующих расчетных условий работы энергосистемы и ее районов по частоте (рис. 5) [6]:

- ниже 49,0 Гц – не более 40 с;
- ниже 47,0 Гц – не более 10 с;
- ниже 46,0 Гц – не допускается.

АОСЧ должно быть организовано в каждом энергорайоне, который может аварийно отделиться от ЕЭС России с дефицитом мощности, приводящим к недопустимому снижению частоты, а также охватывать ЕЭС России в целом.

АОСЧ должно обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня, при котором энергосистема по условиям работы оборудования и собственных нужд электростан-

ций может работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление питания отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты.

АОСЧ должно выполнять свои функции при наибольших возможных для данного района аварийных дефицитах мощности.

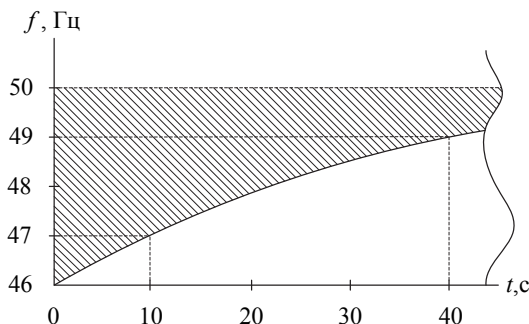


Рис. 5. Предельно допустимая частотно-временная зона при работе АОСЧ

Размещение и настройку АОСЧ следует выполнять на основе анализа схем и режимов энергосистемы с учетом реально возможных вариантов возникновения аварийных дефицитов мощности, начиная с отдельных энергоузлов или районов (электростанций с нагрузкой на генераторном напряжении) и заканчивая всей синхронной зоной, в которую входит данный район.

Настраивать АОСЧ необходимо таким образом, чтобы обеспечивались:

- объем мощности отключаемой нагрузки не более возникшего аварийного дефицита мощности;
- полная (но не более чем на значение возникшего дефицита мощности) мобилизация имеющегося в районе включенного резерва генерирующей мощности;
- автоматическое включение отключенных нагрузок потребителей по мере восстановления нормальной частоты. При этом должно исключаться повторное отключение потребителей в результате снижения частоты после их включения;
- отсутствие срабатывания устройств АОСЧ при допустимых кратковременных снижениях частоты, в том числе обусловленных синхронными качаниями.

При аварийном снижении частоты в первую очередь должен использоваться АЧВР, чтобы по возможности уменьшить объем отключения или длительность перерыва питания потребителей, отключенных действием АЧР.

Устройства АОСЧ должны быть размещены в ЭС и настроены таким образом, чтобы при их срабатывании по возможности:

- не возникало нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы или перегрузки линий электропередачи и трансформаторов, ведущих к быстрому (за 5...10 мин) их повреждению;
- обеспечивались условия автоматической ресинхронизации дефицитного района или, в случае его отделения, автоматической синхронизации с использованием АПВ с улавливанием синхронизма.

1.2.3. ПОДСИСТЕМЫ АОСЧ. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ И РАСЧЕТУ

Автоматический частотный ввод резерва мощности

1. Все ГЭС (ГАЭС) должны быть оснащены автоматикой частотного ввода резерва. (Для ГАЭС необходимо наличие запаса оборотной воды.)

2. Уставки пуска АЧВР по частоте задают такими, чтобы они превышали наибольшие уставки несовмещенных очередей АЧР2 на значение, выбираемое из диапазона от 0,1 до 0,2 Гц (49,3...49,4 Гц).

3. Уставки по времени срабатывания выбирают из диапазона от 1,0 до 5,0 с.

4. Пуск гидроагрегатов, находящихся в резерве, осуществляется поочередно через заданные временные интервалы из диапазона от 1,0 до 300,0 с.

Автоматическая частотная разгрузка и частотное автоматическое повторное включение

1. Согласно стандарту ОАО «СО ЕЭС» [3] объем аварийной разгрузки и расчетные дефициты активной мощности определяются на основе последовательного анализа схем и режимов, начиная с аварийного отделения части энергосистемы, вплоть до разделения ЕЭС России на части. При этом должны быть рассмотрены реально возможные аварийные режимы в нормальной и ремонтной схемах.

2. При выборе расчетных условий, как правило, следует исходить:

а) для изолированно работающих энергосистем – из возможности отключения наиболее мощной электростанции;

б) для части энергосистемы – из возможности аварийного отделения с дефицитом мощности вследствие отключения питающих связей и/или генерирующей мощности (генератора, энергоблока, укрупненного энергоблока), в том числе наиболее мощной электростанции;

в) для ЕЭС в целом – из возможности ее аварийного разделения с дефицитом мощности в одной (или нескольких) из отделившихся частей вследствие отключения питающих межсистемных связей и генерирующих объектов (в том числе разгрузки и отключения энергоблоков АЭС в соответствии с технологическими регламентами при снижении частоты ниже 49,0 Гц).

3. Под действие АЧР подключаются энергопринимающие устройства потребителей всех категорий надежности электроснабжения.

4. Очередность отключения нагрузки следует выбирать так, чтобы максимально уменьшать ущерб от перерыва электроснабжения, в частности должно применяться большое число устройств и очередей АЧР. Более ответственная нагрузка потребителей должна подключаться к последним очередям АЧР.

5. Мощность подключаемых к устройствам АЧР1 энергопринимающих установок потребителей в энергосистеме (части энергосистемы) определяется величиной расчетного аварийного небаланса мощности (ΔP_{Γ}) с учетом запаса (не менее 5 % от суммарного потребления в расчетном режиме, включая потери и потребление собственных нужд электростанций):

$$P(\text{АЧР1}) \geq \Delta P_{\Gamma} + 0,05.$$

За расчетный аварийный дефицит принимается максимально возможный для энергосистемы (части энергосистемы) аварийный дефицит мощности.

Мощность подключаемых к АЧР1 потребителей в любой энергосистеме должна быть не менее 60 % от суммарного потребления с учетом потерь в сети и нагрузки собственных нужд электростанций.

В случае если расчетный аварийный дефицит активной мощности превышает 0,45 суммарного потребления, необходимо применять ДАР.

6. С учетом запаса к очередям несовмещенной АЧР2 должна подключаться мощность потребителей не менее 10 % от суммарного потребления энергосистемы (части энергосистемы) в расчетном режиме, включая потери и потребление собственных нужд электростанций:

$$P(\text{АЧР2н}) \geq 0,1.$$

7. Суммарная мощность, подключаемой к АЧР нагрузки (АЧР1 и несовмещенной АЧР2), с учетом запасов должна составлять:

$$P(\text{АЧР}) = P(\text{АЧР1}) + P(\text{АЧР2н}) \geq (\Delta P_{\Gamma} + 0,05) + 0,1 = \Delta P_{\Gamma} + 0,15,$$

но не менее 60 % от суммарного потребления с учетом потерь в сети и нагрузки собственных нужд электростанций.

8. Оценить минимально необходимые объемы категории АЧР1 и АЧР в целом можно также по следующим выражениям (с учетом регулирующего эффекта нагрузки):

$$P(\text{АЧР1}) = \frac{\Delta P_{\Gamma} - P_{\text{наг}}(1 - f_{\min} / 50) \kappa_{\text{н}}}{1 - (1 - f_{\min} / 50) \kappa_{\text{н}}}, \quad (1)$$

$$P(\text{АЧР}) = \frac{\Delta P_{\Gamma} - P_{\text{наг}}(1 - f_{\text{в}} / 50) \kappa_{\text{н}}}{1 - (1 - f_{\text{в}} / 50) \kappa_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{наг}}$ – нагрузка выделившегося района; $f_{\min}$ – минимальное значение частоты при действии АЧР1; $f_{\text{в}}$ – значение частоты после действия АЧР; $\kappa_{\text{н}}$ – регулирующий эффект нагрузки (РЭН).

В формулах (1) и (2) выражение $(1 - f_{\min(\text{в})} / 50) \kappa_{\text{н}}$ показывает, насколько снизится нагрузка в энергосистеме при снижении частоты до величины $f_{\min}$ ($f_{\text{в}}$) за счет регулирующего эффекта. Знаменатели в выражениях (1) и (2) позволяют увеличить объемы АЧР1 и АЧР для случая, когда потребители, формирующие этот РЭН, загружены не на номинальную мощность либо вообще отключены.

9. Суммарная мощность нагрузки потребителей, подключаемой к АЧР в отдельных частях энергосистемы, принимается по максимальному значению, полученному исходя из требований ликвидации местного и системного дефицита мощности.

10. Суммарная мощность подключаемых к ЧАПВ энергопринимающих установок потребителей не регламентируется и определяется по местным условиям работы энергосистемы.

11. При выборе очередей АЧР рекомендуется:

- применять возможно большее число равномерно распределенных по частоте (АЧР1) и времени (АЧР2) очередей с минимально различающимися параметрами срабатывания, при этом допускается неселективная работа смежных очередей;

- по возможности равномерно распределять по очередям мощность нагрузки, если не требуется иное распределение (с учетом ответственности нагрузок потребителей, для предотвращения перегрузки связей, обеспечения ресинхронизации и др.).

Допускается неравномерность распределения по очередям мощности нагрузки при условии увеличения ее доли на очередях более высоких уставок по частоте АЧР.

12. Для уменьшения объемов подключенной к АЧР нагрузки должно предусматриваться совмещение действия части очередей АЧР1 и АЧР2 на отключение одних и тех же потребителей.

При совмещении объединяется действие очередей АЧР1, имеющих меньшие уставки по частоте, с очередями АЧР2, имеющими большие уставки по времени.

13. При неполном совмещении АЧР1 и АЧР2 весь объем мощности, подключенной к устройствам АЧР1 с уставками ниже 47,5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР2.

14. Очередность включения потребителей устройствами ЧАПВ должна быть обратной по отношению к очередности отключения их устройствами АЧР.

При подключении к одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений их выключатели должны включаться поочередно с интервалами времени не менее 1 с.

15. Рекомендуемые значения уставок для системы АЧР/ЧАПВ представлены в табл. 1. При этом 14 очередей разгрузки совмещают в себе АЧР1 и АЧР2.

16. Для предотвращения ложных срабатываний устройств частотной разгрузки в режиме синхронных качаний время действия АЧР1 выбирают из диапазона от 0,15 до 0,30 с. Время срабатывания принимают равным 0,1 с, если в энергорайоне невозможно возникновение синхронных качаний.

17. Устройства ЧАПВ в первую очередь следует устанавливать в тех случаях, когда невозможно быстро восстановить питание потребителей действиями оперативного персонала после действия устройств АЧР (на удаленных подстанциях без постоянного оперативного персонала).

18. При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ необходимо учитывать степень ответственности нагрузки потребителей, вероятность их отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания (исходя из принятого порядка обслуживания объектов).

Т а б л и ц а 1

Рекомендуемые уставки АЧР/ЧАПВ

Очередь	Уставки АЧР1		Уставки АЧР2		Уставки ЧАПВ		Нагрузка, %
	Частота, Гц	Время, с	Частота пуска (возврата), Гц	Время, с	Частота, Гц	Время, с	
1–1	49,2 ¹	0,3	–	–	49,9...49,7	40...80	4
1–2	49,1 ²						
2–1	–	–	49,1 ³ (49,2)	5	49,9...49,7	40...80	10
2–2	–	–		7			
2–3	–	–		9			
2–4	–	–		11			
1–3	48,8	От 0,15 до 0,3	49,0 ⁴ (49,1)	13	49,9	60...70	10
1–4	48,7			15			
1–5	48,6		48,9 ⁴ (49,1)	17	49,8	50...60	20
1–6	48,5			19			
1–7	48,4			21			
1–8	48,3		23	49,7			40...50
1–9	48,2		25				
1–10	48,1		27				
1–11	48,0		29				
1–12	47,9		48,7 ⁴ (49,1)	31	49,6	30...40	40
1–13	47,8			33	49,5	20...30	
1–14	47,7			35	49,4	10...20	
1–15	47,6			37			
1–16	47,5			39			

¹ Специальная очередь АЧР1.² Технологическая очередь АЧР1.³ Несовмещенная очередь АЧР2.⁴ Совмещенные очереди АЧР1 и АЧР2.

19. Суммарная мощность подключаемой к ЧАПВ нагрузки не регламентируется и определяется местными условиями работы энерго-района.

Дополнительная автоматическая разгрузка

1. ДАР следует применять для ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 45 % от потребления) со ско-

ростью снижения частоты более 1,8...2,0 Гц/с, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным.

2. ДАР должна быть быстродействующей и срабатывать в начале процесса снижения частоты – до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. Для этого рекомендуется применять устройства фиксации скорости снижения частоты с целью выявления факта возникновения большого местного дефицита мощности.

3. Устройства фиксации скорости снижения частоты рекомендуется устанавливать в узлах нагрузки, что позволяет осуществить ускоренное отключение заданного объема нагрузки потребителей по месту установки устройств без использования каналов телеотключения.

4. Мощность подключаемой к ДАР нагрузки потребителей выбирается таким образом, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал допустимого, при котором обеспечивается эффективность работы АЧР.

5. Допускается подключать одних и тех же потребителей к АЧР и ДАР. При этом суммарная мощность разгрузки должна быть достаточной для подъема частоты выше 49,0 Гц после срабатывания ДАР и АЧР при расчетном дефиците активной мощности.

6. Уставка по частоте для начала измерения скорости ее снижения принимается в диапазоне от 49,8 до 49,6 Гц.

7. Уставки по скорости снижения частоты должны быть отстроены от значений скорости снижения частоты при системных авариях для характерных случаев дефицита с запасом, равным 1,2...1,7 Гц/с.

8. При снижении дефицита ниже 15 % потребления должны соответственно увеличиваться значения уставок по скорости снижения частоты из расчета 0,45...0,50 Гц/с на каждые 10 % дефицита активной мощности.

9. Выдержка времени алгоритма ДАР по условию отстройки от качаний и коротких замыканий должна составлять 0,3...0,4 с. Допустимо ее уменьшение до 0,2 с при скорости снижения частоты более 3 Гц/с.

10. Для определения уточненных значений уставок ДАР необходимо рассчитать скорости снижения частоты для минимального ($\Delta P_{\Gamma \min}$) и максимального ($\Delta P_{\Gamma \max}$) дефицита мощности:

$$(df / dt)_{\min} = (\Delta P_{\Gamma \min} f_0) / (P_H T_J); \quad (3)$$

$$(df / dt)_{\max} = (\Delta P_{\Gamma \max} f_0) / (P_H T_J), \quad (4)$$

где f_0 – доаварийное значение частоты; P_n – доаварийная мощность нагрузки; T_J – постоянная механической инерции вращающихся масс энергосистемы.

ДАР с уставкой по $(df/dt)_{\min}$ может совмещаться (отключать одних и тех же потребителей) с первой очередью АЧР1, а с уставкой по $(df/dt)_{\max}$ – с последней очередью АЧР1.

11. Минимально необходимый объем дополнительной разгрузки определяется по формуле

$$P(\text{ДАР})_{\min} = k_3 (\Delta P_{\Gamma} - \Delta P_{\Gamma \text{ пред}}) / (1 - \Delta P_{\Gamma \text{ пред}}), \quad (5)$$

где $k_3 = 1,1$ – коэффициент запаса; ΔP_{Γ} – расчетный дефицит мощности; $\Delta P_{\Gamma \text{ пред}}$ – предельно допустимый дефицит мощности (частота снижается ниже 46 Гц).

12. Рекомендуемые значения уставок для устройств ДАР представлены в табл. 2.

Т а б л и ц а 2

Рекомендуемые уставки ДАР

Очередь	Уставки ДАР			Нагрузка, %
	Уставка по частоте для начала измерения скорости ее снижения, Гц	Скорость снижения частоты, Гц/с	Время, с	
1	49,8	2	0,4	40
2	49,8	3	0,2	60

Частотная делительная автоматика

1. Автоматическое выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд следует применять:

- для предотвращения полного останова электростанции при отказе или недостаточной эффективности других устройств АОСЧ путем сохранения в работе собственных нужд;
- для обеспечения питания наиболее ответственных потребителей.

В отдельных случаях выделение электростанций или генераторов может производиться с дефицитом активной мощности, устраняемым последующим действием АЧР в отделившемся районе.

2. ЧДА должна устанавливаться на всех ТЭС, на которых она может быть выполнена исходя из условий их работы (схема электростанции, ее положение в сети, ограничения по теплофикационному режиму и т. п.).

3. Допускается установка ЧДА на ГЭС для предотвращения погашения нагрузки близлежащего района.

4. Уставки срабатывания ЧДА выбираются с учетом обеспечения устойчивой работы выделяемых электростанций (энергоблоков) и действия ЧДА после срабатывания АЧР1.

5. Сечение ЧДА следует выбирать с минимизацией числа отключаемых действием ЧДА выключателей.

6. При необходимости следует осуществлять предварительную подготовку первичной схемы электрической сети к выделению электростанций, генераторов со сбалансированной нагрузкой или генераторов на питание собственных нужд.

7. Делительная автоматика выполняется, как правило, двумя ступенями, имеющими следующие уставки:

46,0...47,6 Гц с выдержкой времени 0,5 с;

47,0...47,7 Гц с выдержкой времени от 30 до 40 с (резервное действие).

8. Каналы по скорости снижения частоты (косвенный замер) могут настраиваться по одному из вариантов:

- уставки для замера скорости выбираются из диапазона 49,7...49,1 Гц, а по времени от 0,3 до 0,5 с – для отстройки от качаний;

- уставки для замера скорости выбираются из диапазона 49,5...50,0 Гц, а по времени от 0,15 до 0,3 с – для действия до АЧР1.

1.2.4. АЛГОРИТМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПОДСИСТЕМЫ АОСЧ

Автоматический частотный ввод резерва мощности

1. Алгоритм выявления снижения частоты представлен на рис. 6.

Пуск АЧВР осуществляется при снижении контролируемой частоты ниже заданной уставки (f_1) в течение заданного времени (T_1).

2. При срабатывании АЧВР формируются индивидуальные сигналы на набор максимальной мощности через устройства автоматики управления гидроагрегатами. Сигналы на набор мощности должны быть длительными, т. е. существовать до возврата АЧВР. Алгоритм приведен на рис. 7.

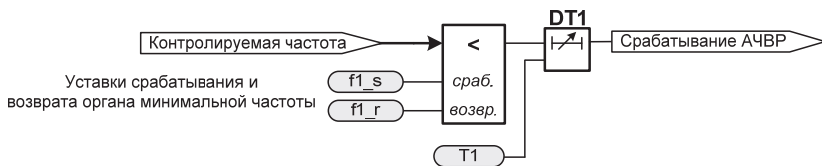


Рис. 6. Алгоритм выявления аварийного снижения частоты

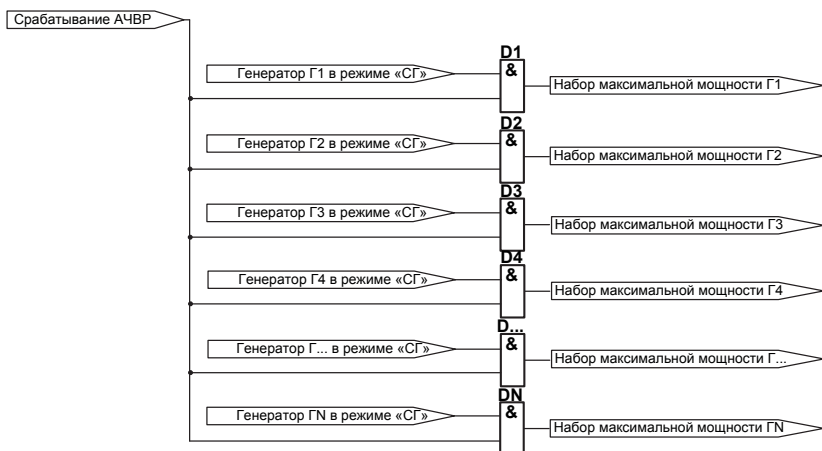


Рис. 7. Алгоритм формирования управляющих воздействий АЧВР

Автоматическая частотная разгрузка и частотное автоматическое повторное включение

1. Ступени АЧР1 от первой до n -й при фиксации недопустимого снижения частоты формируются на элементах D1, D2, ..., Dn (рис. 8). На таймерах DT1, DT2, ..., DTn устанавливается задержка порядка 50...100 мс.

2. Выходные сигналы АЧР1:

- сигналы АЧР-1-1 – импульсные сигналы без запоминания, длительность выходного сигнала порядка 500 мс для действия на прямое отключение присоединений или через шинки отключения;
- сигналы АЧР-1-2 – длительные сигналы с запоминанием на триггерах D1.1–D1.n для действия на отключение нагрузки через шинки и отсутствии шинки включения;
- сигнал «Пуск ЧАПВ-1», разрешающий работу алгоритма ЧАПВ только в случае работы АЧР1.

3. Выходные сигналы АЧР2:

- сигналы АЧР-2-1 – импульсные сигналы без запоминания, длительность выходного сигнала порядка 500 мс для действия на прямое отключение присоединений или через шинки отключения;
- сигналы АЧР-2-2 – длительные сигналы с запоминанием на триггерах D1.1–D1.n для действия на отключение нагрузки через шинки и отсутствии шинок включения;
- сигнал «Пуск ЧАПВ-2», разрешающий работу алгоритма ЧАПВ только в случае работы АЧР2.

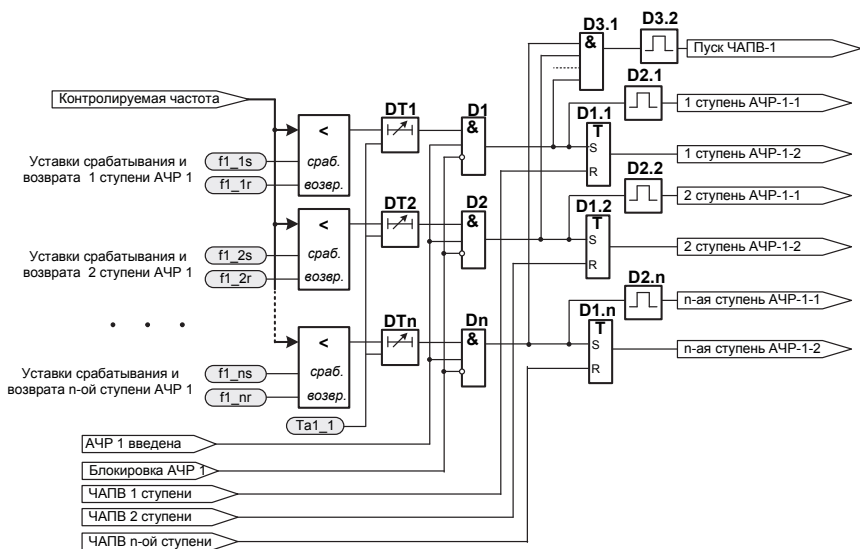


Рис. 8. Формирование ступеней АЧР1

4. Алгоритм формирования ступеней АЧР2 показан на рис. 9. Ступени АЧР2 формируются на элементах D1, D2, ..., Dn с различными выдержками времени DT1, DT2, ..., DTn.

5. Алгоритм блокировки АЧР1 «по скорости снижения частоты» при выбеге нагрузки приведен на рис. 10.

Скорость снижения частоты фиксируется двумя порогами срабатывания органов частоты с уставками fbls1, fbls2 и временем DT1 (уставка Tv1), за которое частота снижается с верхнего до нижнего порога срабатывания. Длительность блокировки (таймер DT2, уставка Tv2) определяется временем выбега нагрузки. Если после срабатывания

органа с уставкой $fb1s1$ в течение времени $DT1$ сработал орган нижнего порога измерения скорости, на выходе элемента «И» $D1$ формируется сигнал, который запускает одновибратор $DT2$, определяющий длительность блокировки. Блокировка АЧР «по скорости» вводится программной накладкой XB .

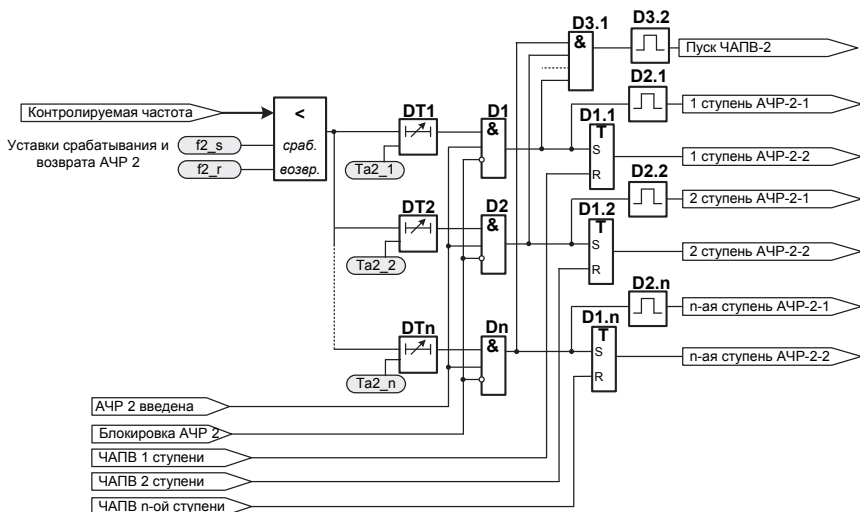


Рис. 9. Формирование ступеней АЧР2

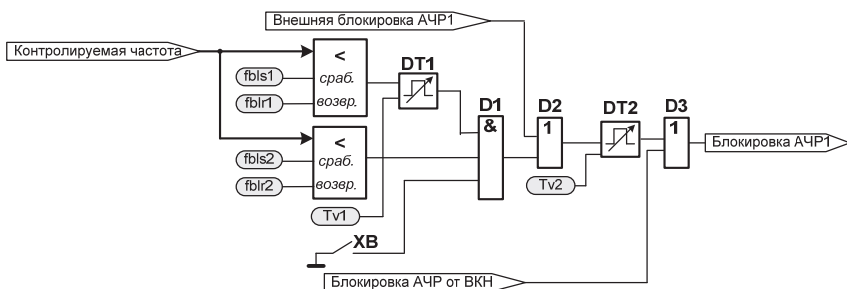


Рис. 10. Формирование сигнала блокировки АЧР1

Кроме того, алгоритм формирует сигнал блокировки:

- при выявлении неисправности цепей напряжения (от алгоритма выбора контролируемого напряжения – ВКН, в пособии не приводится);

- сигналом от внешних устройств, например, при срабатывании ДЗШ.

6. Алгоритм ЧАПВ (рис. 11) имеет одну ступень по частоте и несколько ступеней по времени для одновременного включения потребителей. Таймеры DT1, DT2, ..., DTn устанавливают время срабатывания ступеней. ЧАПВ имеет возможность блокировки внешним сигналом. Снятие ее обеспечивается появлением сигнала «Сброс блокировки» (например, при нажатии кнопки).

Алгоритм ЧАПВ запускается сигналами «Пуск ЧАПВ-1(2)» при срабатывании любой ступени АЧР. Элементы SC и D1.3 обеспечивают однократность действия ЧАПВ, т. е. при срабатывании ЧАПВ счетчик SC выдаст логическую единицу на элемент D1.3, который разрешит срабатывание ступеней ЧАПВ на элементах D1, D2, ..., Dn. Кроме того, при срабатывании ЧАПВ срабатывает триггер D1.4, который через 300 с сбросит счетчик. Если в течение этих 300 с произойдет повторный пуск ЧАПВ, то счетчик выдаст значение 2, что запретит срабатывание ступеней ЧАПВ. Таким образом, если в результате действия ЧАПВ произошло снижение частоты с действием АЧР, повторного включения нагрузки от ЧАПВ не происходит.

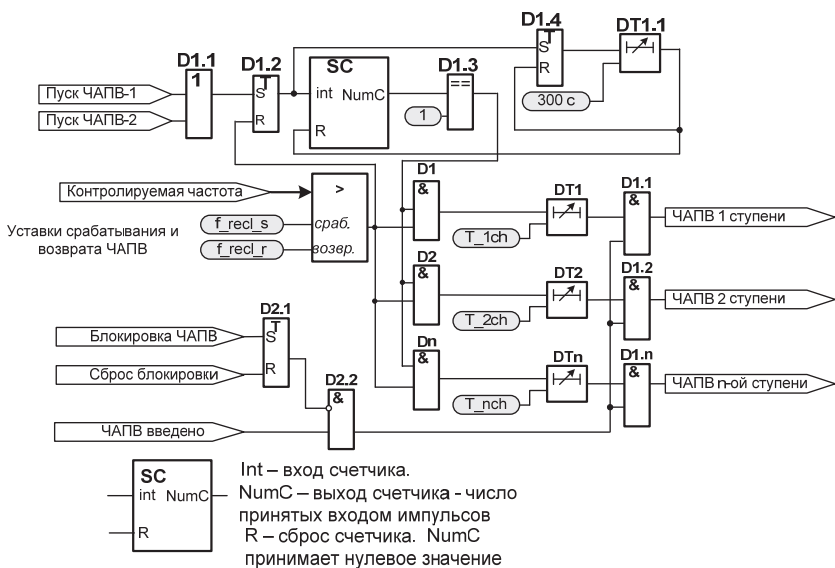


Рис. 11. Алгоритм ЧАПВ

7. Очереди на отключение от АЧР могут быть организованы как в виде шинок (для фидеров 6, 10 кВ), так и посредством индивидуально-го отключения (например, для ВЛ 110 кВ). Распределение выходных сигналов отключения и включения между физическими выходами отключения/включения присоединений или шинок АЧР/ЧАПВ для микропроцессорных устройств может выполняться посредством программного коммутатора (рис. 12). Он позволяет подключить любую очередь АЧР/ЧАПВ к отключению/включению любой из контролируемых нагрузок.

Выходные сигналы Входные сигналы	Отключение 1	Отключение 2	Отключение ...	Отключение N	Включение 1	Включение 2	Включение ...	Включение N
1 ступень АЧР1-1	X							
1 ступень АЧР1-2		X						
...								
1 ступень АЧР2-1								
2 ступень АЧР2-2		X						
...								
ЧАПВ 1 ступени					X	X		
...								

Рис. 12. Управляющая таблица связи между выходными сигналами АЧР/ЧАПВ и отключаемыми присоединениями

Дополнительная автоматическая разгрузка

1. Алгоритм устройства ДАР представлен на рис. 13. При получении любого из входных сигналов «Внешний пуск 1...n» с задержкой $T_{\text{зад}}$ формируются выходные управляющие сигналы «УВ1...УВn». Величина задержки определяется необходимостью обеспечения помехозащищенности устройства и может устанавливаться в диапазоне 0...100 мс.

2. При необходимости в число пусковых сигналов может быть включен сигнал «Пуск по df/dt » (по скорости снижения частоты) от встроенного или внешнего устройства.

3. Управляющие воздействия обычно реализуются одновременно и направлены на отключение большого объема нагрузки.

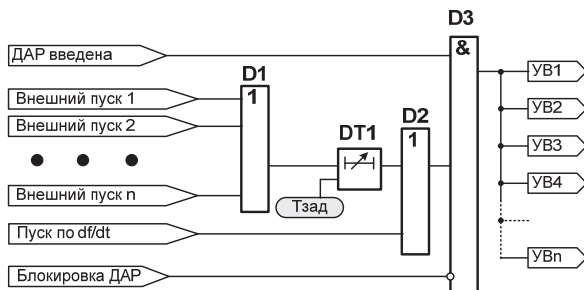


Рис. 13. Формирование сигналов управляющих воздействий ДАР

Частотная делительная автоматика

1. Представленный алгоритм ЧДА организован одинаковыми по принципу работы ступенями, выявляющими факт снижения частоты. Принцип работы любой ступени ЧДА аналогичен принципу работы первой ступени (рис. 14).

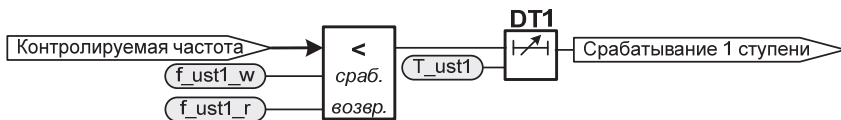


Рис. 14. Формирование ступени срабатывания ЧДА

2. Блокировка ступеней ЧДА при групповом выбеге нагрузки выполняется аналогично АЧР1 (см. рис. 10).

1.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ СНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

1.3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

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

Устройства АОСН действуют:

- на увеличение генерации реактивной мощности (осуществляют форсировку и увеличивают уставки регуляторов возбуждения син-

хронных компенсаторов (СК), генераторов, форсировку конденсаторов и иных источников реактивной мощности (ИРМ));

- уменьшение потребления реактивной мощности (отключение шунтирующихся реакторов, отключение нагрузки).

Допускается совмещать 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.

1.3.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ И РАСЧЕТУ

1. При выборе расчетных условий для определения необходимости применения АОСН рассматриваются расчетные условия, аналогичные тем, которые указаны для АЧР.

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

3. Для повышения эффективности и быстродействия АОСН рекомендуется учитывать скорость изменения напряжения.

4. Устройство АОСН должно иметь не менее трех ступеней с индивидуальными выдержками времени в диапазоне от 0 до 60 с и уставками по напряжению от 0,7 до $0,95U_{\text{ном}}$ [4].

Т а б л и ц а 3

Рекомендуемые уставки АОСН/АПВН

Очередь	Уставки АОСН		Уставки АПВН		Нагрузка, %
	Напряжение, В	Время, с	Напряжение, В	Время, с	
1	$0,9U_{\text{ном}}$	10	$0,95U_{\text{ном}}$	10	10
2	$0,85U_{\text{ном}}$	6			20
3	$0,8U_{\text{ном}}$	4		5	30
4	$0,7U_{\text{ном}}$	2			40

5. В некоторых случаях устройство АОСН должно предусматривать возможность реализации «обратных» управляющих воздействий

автоматически – при восстановлении напряжения до заданного значения (АПВН – автоматическое повторное включение по напряжению).

6. Рекомендуемые значения уставок для системы АОСН/АПВН представлены в табл. 3.

1.3.3. АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1. Алгоритм формирования ступеней АОСН представлен на рис. 15. Формирование срабатывания каждой ступени осуществляется при снижении контролируемого напряжения ниже заданной уставки (U_{ust}) в течение заданного времени (T_{ust}).

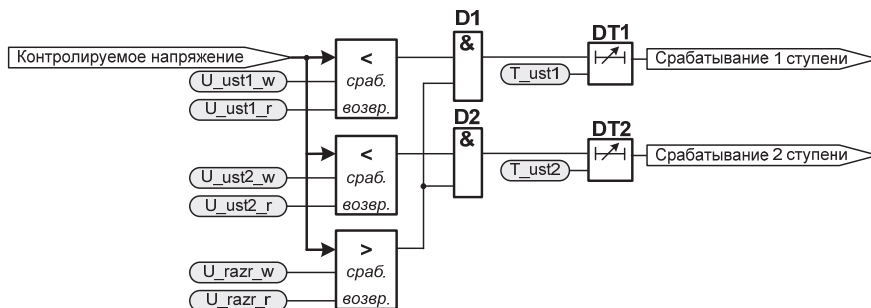


Рис. 15. Формирование ступеней срабатывания АОСН

2. Для блокировки работы устройства АОСН при неисправности в цепях напряжения в алгоритме предусматривается орган разрешения работы при напряжении, выше определенной уставки (U_{razr} , обычно $0,4...0,5U_{ном}$).

1.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЧАСТОТЫ

1.4.1. 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.

1.4.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ И РАСЧЕТУ

1. 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.

2. Действие АОПЧ не должно приводить к последующему действию устройств АОСЧ.

3. При избытке генерирующей мощности сверх 50 % в алгоритм АОПЧ вводят сигнал по скорости изменения частоты. При таком избытке генерирующей мощности предусматривается два канала АОПЧ, действующих на отключение генераторов (или группы генераторов), и один канал АОПЧ, выдающий импульсный сигнал в систему регулирования генератора для его разгрузки.

4. Уставки пуска АОПЧ по частоте для гидрогенераторов выбирают из диапазона от 50,5 до 53,5 Гц и времени срабатывания – от 1,0 до 5,0 с.

Т а б л и ц а 4

Рекомендуемые уставки АОПЧ

Степень АОПЧ	Условия пуска	Выдержка времени, с
1	$f \geq 52,5$ Гц	5,0
2	$f \geq 53,0$ Гц	2,0
3	$f \geq 53,5$ Гц	1,0
	Повышение f от 52 до 53 Гц за $t \leq 0,5$ с	0,3
4	$f \geq 54,0$ Гц	0,5
	Повышение f от 52 до 53 Гц за $t \leq 0,3$ с	0,2

5. Для всех генераторов, введенных под действие АОПЧ, задается порядок (очередность) их отключения. Для разных ступеней АОПЧ этот порядок разный. Рекомендуемый порядок отключения гидроагрегатов:

- для первых ступеней – от менее мощных к более мощным;
- для последних ступеней – от более мощных к менее мощным.

6. Рекомендуемые значения уставок для четырех ступеней АОПЧ представлены в табл. 4.

1.4.3. АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1. Алгоритм выявления аварийного повышения частоты первой ступенью АОПЧ представлен на рис. 16. Принцип работы трех других ступеней АОПЧ аналогичен, поэтому в пособии не приводится.

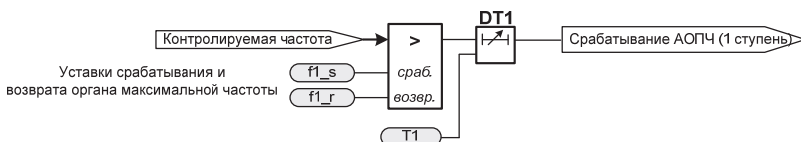


Рис. 16. Алгоритм выявления аварийного повышения частоты АОПЧ

2. Пуск ступени АОПЧ осуществляется при повышении контролируемой частоты выше заданной уставки (f_1) в течение заданного времени (T_1).

1.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

1.5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Устройства АОПН устанавливаются на подстанциях с отходящими линиями электропередачи напряжением 330 кВ и выше, а также в ряде случаев на подстанциях с отходящими линиями электропередачи 220 кВ большой протяженности, одностороннее отключение которых может вызвать опасное повышение напряжения (определяется расчетами). Они должны действовать при повышении напряжения выше допустимых значений с учетом допустимой длительности повышения напряжения в случаях, когда оно произошло в результате одностороннего отключения линии, отключения фазы, разрыва транзита.

1.5.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ И РАСЧЕТУ (АОПН)

1. Устройство АОПН должно фиксировать опасное повышение действующего напряжения.

2. Действие устройств должно быть направлено на ликвидацию или компенсацию аварийного избытка реактивной мощности воздействием на устройства регулирования напряжения, включением компенсирующих устройств, отключением источников реактивной мощности, в том числе отключением линии электропередачи, на которой оно установлено.

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

4. 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 отключение с запретом АПВ линии, зарядная мощность которой вызвала повышение напряжения.

5. Напряжение срабатывания пусковых органов первой ступени АОПН выбирается по условию отстройки от максимально допустимого эксплуатационного напряжения – $U_{\text{раб max}} = 1,1U_{\text{ном}}$:

$$U_{1\text{уст}} = \frac{k_n U_{\text{раб max}}}{k_b \sqrt{3}}, \quad (6)$$

где $k_n = 1,1$ – коэффициент надежности; $k_b = (0,97...0,99)$ – коэффициент возврата пускового органа.

Напряжение срабатывания пусковых органов второй ступени АОПН принимается

$$U_{2\text{уст}} = (1,25...1,40)U_{\text{ном}}/\sqrt{3}. \quad (7)$$

6. Время действия первой ступени на отключение линии должно соответствовать допустимому времени существования перенапряжения на уровне срабатывания пусковых органов напряжения второй ступени в соответствии с вольт-временной характеристикой оборудования.

7. Время действия второй ступени на отключение линии выбирается из условия отстройки от кратковременных перенапряжений в переходных процессах и принимается равным 0,15...0,5 с. Действие второй ступени на включение шунтирующих реакторов обычно не предусматривается.

1.5.3. АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1. Алгоритм формирования пусковых сигналов АОПН представлен на рис. 17.

2. Поскольку опасным для оборудования является как превышение допустимой амплитуды напряжения (для электрической изоляции), так и превышение допустимого действующего значения напряжения (по условию допустимого нагрева магнитопроводов трансформаторов), в устройствах АОПН необходимо организовать два канала вычисления напряжения:

- канал вычисления действующего (среднеквадратичного) значения

напряжения $U_d = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) dt}$;

- канал вычисления амплитудного значения напряжения с приведением его к квазидействующему значению $U_A = f(u_{\max})$.

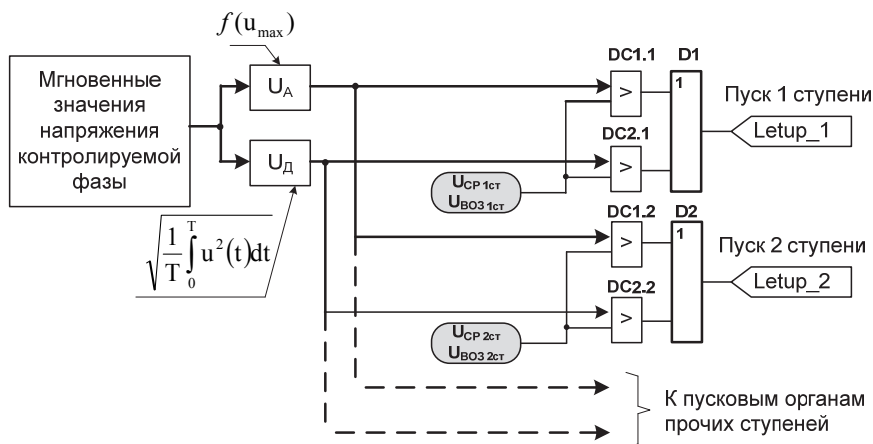


Рис. 17. Алгоритм формирования пусковых сигналов АОПН

3. Ступенчатый принцип работы АОПН реализуется набором нескольких компараторов напряжения и таймеров. Число ступеней при этом должно быть не менее двух.

1.6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ

1.6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В соответствии со стандартом [5] автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО) предназначено для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования, которая может возникнуть в различных схемно-режимных ситуациях (отключение параллельных связей, потеря генерации, внезапный наброс нагрузки и т. д.).

Под недопустимой перегрузкой элемента электрической сети понимается одновременное выполнение следующих условий:

- превышение значения допустимой нагрузки оборудования по току;
- превышение времени, в течение которого разрешена данная перегрузка по току.

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 электроснабжения;
- 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.

1.6.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ И РАСЧЕТУ

1. 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. При этом действие первых ступеней АОПО может быть направлено на ОН, ДРТ, ДС, а последней – на отключение контролируемого элемента.

2. При перегрузке, превышающей допустимую, сигнал УВ должен формироваться с фиксированной выдержкой времени порядка 10–30 с или в соответствии с зависимостью выдержки времени от величины перегрузки.

3. Для повышения эффективности может быть предусмотрена возможность автоматической и/или оперативной корректировки параметров настройки в зависимости от температуры окружающей среды.

Таблица 4

Допустимая перегрузка трансформаторов

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	15

4. В соответствии с ПТЭ в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения вне зависимости от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры окружающей среды в пределах, указанных в табл. 4.

5. Допустимые длительные перегрузки по току для ЛЭП, выполненных разными проводами с различным сечением, указаны в справочных материалах.

1.6.3. АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АОПО

1. Алгоритм формирования пусковых сигналов двухступенчатой АОПО приведен на рис. 18.

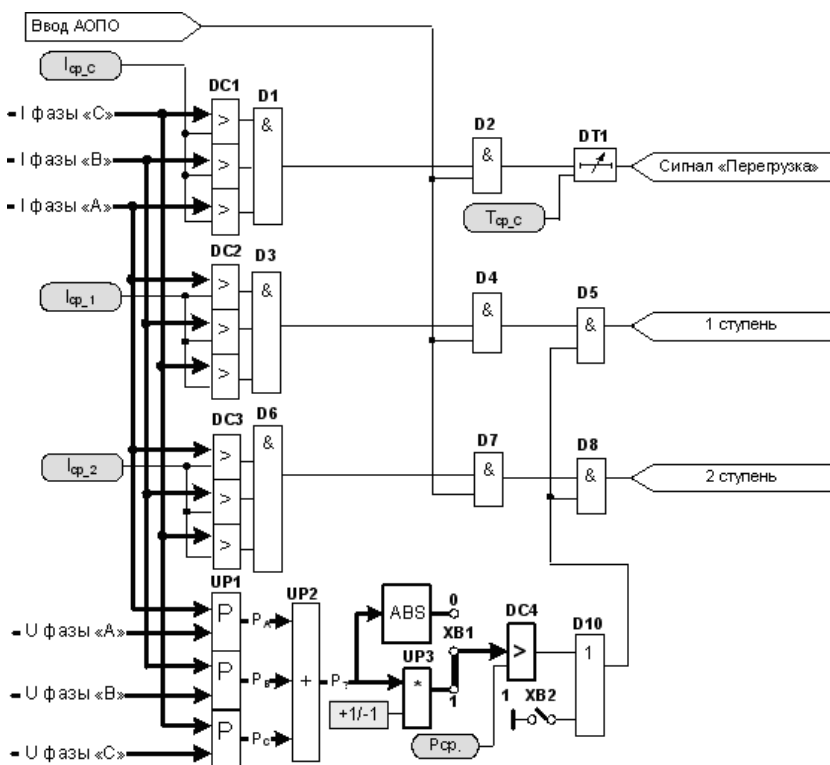


Рис. 18. Формирование пусковых сигналов АОПО

2. Алгоритм предусматривает формирование сигнала «Перегрузка» (элементы DC1, D1, D2) с выдержкой времени $T_{\text{ср.с}}$, создаваемой таймером DT1. Пусковые сигналы рабочих первой и второй ступеней формируются соответственно компараторами DC2 (уставка срабатывания $I_{\text{ср1}}$) и DC3 (уставка срабатывания $I_{\text{ср2}}$, а также элементами D3–D8. Элементы D1, D3 и D6 обеспечивают формирование пусковых сигналов только в симметричных перегрузочных режимах. Элементы D2, D4 и D7 предназначены для оперативного ввода и вывода устройства. Элементы D5 и D8 обеспечивают управление АОПО по признаку направления активной мощности.

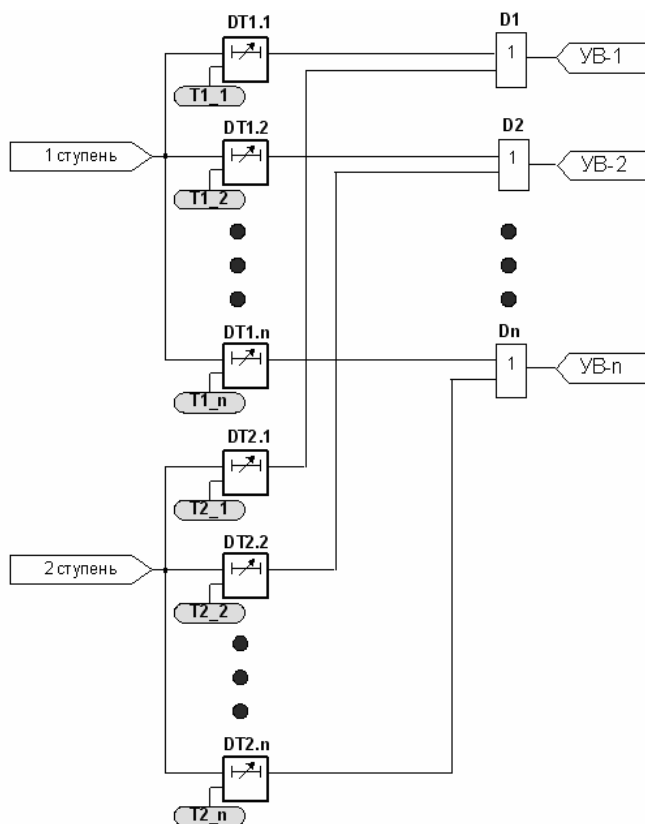


Рис. 19. Формирование управляющих воздействий АОПО

3. Орган направления мощности (ОНМ) состоит из трех элементов UP1, осуществляющих пофазное вычисление активной мощности и сумматора UP2, на выходе которого формируется значение трехфазной мощности. Элемент UP3 позволяет менять знак вычисленной мощности, тем самым меняя направленность ОНМ. Элемент ABS вычисляет модуль мощности. Компаратор DC4 при достижении мощностью заданной уставки формирует разрешающий сигнал для рабочих ступеней АОПО.

Программный ключ XB1 позволяет включать (положение «1») или отключать (положение «0») направленность, оставляя рабочие ступени АОПО под контролем мощности. Включение программного ключа XB2 реализует независимость действия АОПО от ОНМ.

4. Алгоритм формирования управляющих воздействий ступенчатой АОПО приведен на рис. 19.

5. Каждая рабочая ступень АОПО своими пусковыми сигналами запускает таймеры с отдельным регулированием выдержек времени. Выдержки времени обеспечивают:

- отстройку от симметричных коротких замыканий;
- согласование длительности существования перегрузки с ресурсом контролируемого оборудования по перегреву;
- последовательность управляющих воздействий и временные интервалы между ними.

2. ПОДГОТОВКА К ПРОВЕДЕНИЮ ЛАБОРАТОРНО-ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

Структурные схемы алгоритмов, рассчитанные параметры срабатывания, разработанные программы и результаты опытов должны оформляться в виде протокола-отчета с построением всех необходимых характеристик. Кроме того, отчет должен в обязательном порядке содержать цель работы и выводы.

2.1. МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ ПА В СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОМ ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ АНАЛИЗА ЖИВУЧЕСТИ (ПАЖ)

Для моделирования устройств ПА и анализа их работы необходимо исследовать длительные переходные процессы, возникающие во всей энергосистеме с учетом различия мгновенных значений параметров режима в отдельных ее узлах. Для расчета длительных переходных процессов в энергосистеме с учетом применения устройств системы ПАУ используется программный комплекс анализа живучести (ПАЖ), который позволяет моделировать средства ПА с произвольной логикой работы при помощи аналитических и логических выражений с использованием текущих параметров режима. При моделировании ПА используется принцип ее обобщенно-функционального описания без детализации внутренних процессов в органах. При этом выделяются три различных органа для каждого типа ПА: измерительный (ИО), логический (ЛО) и исполнительный (ИСО). На рис. 20 показана структура математической модели средств ПА, в которой приняты следующие обозначения: ЭЭС – электроэнергетическая система, КП – контролируемые параметры, УЗ – установочные значения (уставки), УВ – управляющие воздействия.

Моделирование средств противоаварийного управления в комплексе ПАЖ осуществляется как с помощью стандартизованного набора возможностей («автоматика жесткой структуры»), так и на основе исполь-

зования специальных средств моделирования нестандартных средств управления («автоматика гибкой структуры»). Широкие возможности моделирования автоматики гибкой структуры обусловлены:

1) большим набором измеряемых параметров системы и реализованных воздействий (богатым словарем комплекса);

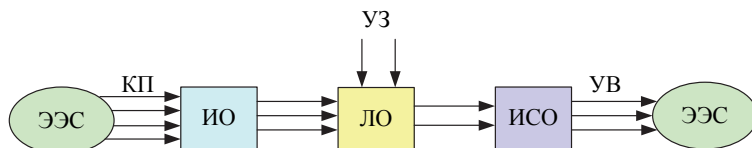


Рис. 20. Структура математической модели средств ПА

2) возможностью расширения «словаря» (правила описания языка программирования) за счет введения новых переменных, вычисляемых во встроенном программируемом «калькуляторе» (запуск последовательностей вычислительных программ расчета переходного процесса);

3) возможностью моделирования пусковых и исполнительных органов средств ПА со сложной логикой действия, а также измерения их состояний на различных интервалах времени.

Программный комплекс ПАЖ предназначен для моделирования переходных процессов в энергосистемах на интервалах времени средней и большой продолжительности (до 300 с) при внешних воздействиях как ступенчатого, так и гладкого функционального вида. Особенностью математической модели энергосистемы, задаваемой в комплексе ПАЖ, является возможность описания переходных процессов в теплотехническом оборудовании тепловых электростанций различного типа (ТЭЦ и КЭС), а также использование для описания сети нелинейных алгебраических уравнений баланса токов в узлах с учетом изменения частоты. Алгоритм вычислительного процесса использует неявный метод численного интегрирования переменного шага и порядка и метод Ньютона для решения уравнений баланса. Для решения системы линейных уравнений на итерации применен метод двойной факторизации матрицы системы.

Программный комплекс ПАЖ (краткое руководство пользователю приведено в приложении 2) позволяет выполнить расчет переходного процесса в энергосистеме на заданном интервале времени с выдачей сообщений об отработке внешних воздействий и системной автоматике. Результаты расчета представляются в виде таблиц и картин (графиков) по заказу пользователя.

Пример задания файла автоматики в комплексе ПАЖ:

```
calculator; $ Предложение, открывающее группу «Калькулятор»
  A=0;
  if t > 0.5 then A=1; $ Операция сравнения
  if t > 1.0 then A=0; $ Операция сравнения
  function rdi (0, 1000, A, B, 10, 0.1, RAB); $ Обращение к
внешней функции «Реальное дифференцирующее звено»
  function dif (0, 1000, A, C, RAB1); $ Обращение к внешней функ-
ции дифференцирования
  function zap (A, D, 0.3, 1); $ Обращение к внешней функции «Чистое
запаздывание»
end;; $ Оператор завершения программы калькулятора

conditions actions; $ Предложение, открывающее группу «Условные воздей-
ствия»
  macroc line (#1,#2,i,j,uust,tust,qust); $ Пример макрокоман-
ды, описывающей автоматику отключения линии электропередачи при повышении
напряжения и увеличении стока реактивной мощности
    $ #1 - номер автоматики
    $ #2 - исходное состояние автоматики
    $ i - номер узла начала линии
    $ j - номер узла конца линии
    $ uust - уставка напряжения в относительных единицах
    $ tust - время контроля превышения уставки
    $ qust - уставка по стоку реактивной мощности

    #1 #2 u i ru > uust tust and ql i j < qust, star line off i j;
$ Воздействие
  end; $ Оператор завершения макрокоманды
  write line; $ Запись в библиотеку
  device line(1,on,1,2,1.05,5,-50); $ обращение к макрокоманде на
отключение начала связи 1 - 2
end;; $ Оператор завершения программы «Условные воздействия»

actions; $ Предложение, открывающее группу «Воздействия»
  time 0. , prg ; $ В момент времени 0 сек начать печать режима
  time 0.2, line off 100 101 ; $ В момент времени 0,2 сек от-
ключить линию 100-101
  time 0.7, node off 3; $ В момент времени 0,7 сек отключить узел 3
  time 0.9, change pnom 203 add -1000; $ В момент времени
0,9 сек изменить номинальную генерацию в узле 203 на (-1000 МВт)
end;; $ Оператор завершения программы «Воздействия»
```

```

pictures and tables; $ Предложение, открывающее группу «Печать»
    picture 0.02 0 52 $ Печать картины с интервалом 0,02 сек от
момента времени 0 сек. до момента в 52 сек.
    f (1,3,7,101,201,203); $Печать графика изменения частоты в уз-
лах 1, 3, 7, 101, 201, 203 в номинальных единицах
    picture 0.04 0 52 $ Печать картины с интервалом 0,04 сек от
момента времени 0 сек. до момента в 52 сек.
    u (4,3,8,101,201,202,203) ru; $Печать графика изменения
напряжения в узлах 4, 3, 8, 101, 201, 202, 203 в относительных единицах
end;; $ Оператор завершения программы «Печать»

end;; $ Оператор завершения всей программы

```

2.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

При проведении лабораторно-практических работ используется тестовая схема энергосистемы, предложенная «Энергосетьпроект» (рис. 21), которая широко используется в нашей стране научно-исследовательскими институтами и проектными организациями для проверки программ расчета статической и динамической устойчивости, а также работоспособности вновь разрабатываемых устройств ПА. Тестовая схема изображена с указанием номинального напряжения, величин генерируемой и потребляемой мощности и коэффициентов трансформации силовых трансформаторов. Подробная информация об энергосистеме (состав основного оборудования, параметры узлов, параметры ветвей), задаваемая в комплексе ПАЖ, приведена в приложении 1.

Наличие резерва мощности в энергосистеме:

- узел 1–10 % от своей номинальной мощности;
- узел 3–5 % от своей номинальной мощности;
- узел 101–3 % от своей номинальной мощности;
- узел 201–7 % от своей номинальной мощности;
- узел 203 – 8 % от своей номинальной мощности.

Пример задания файла оборудования в комплексе ПАЖ:

	node				\$ Описание узлов
i	tsx	kdv	tad	tpm	\$ i – номер узла
4	00	0.	1	1	\$ tsx – номер типа СХН
8	00	0.	1	1	\$ kdv – доля двигательной нагрузки в узле (oe)
6	00	0.	1	1	\$ tad – номер типа асинхронного двигателя (АД)
100	00	0.	1	1	\$ tpm – номер типа приводного механизма АД
202	00	0.	1	1 ;	

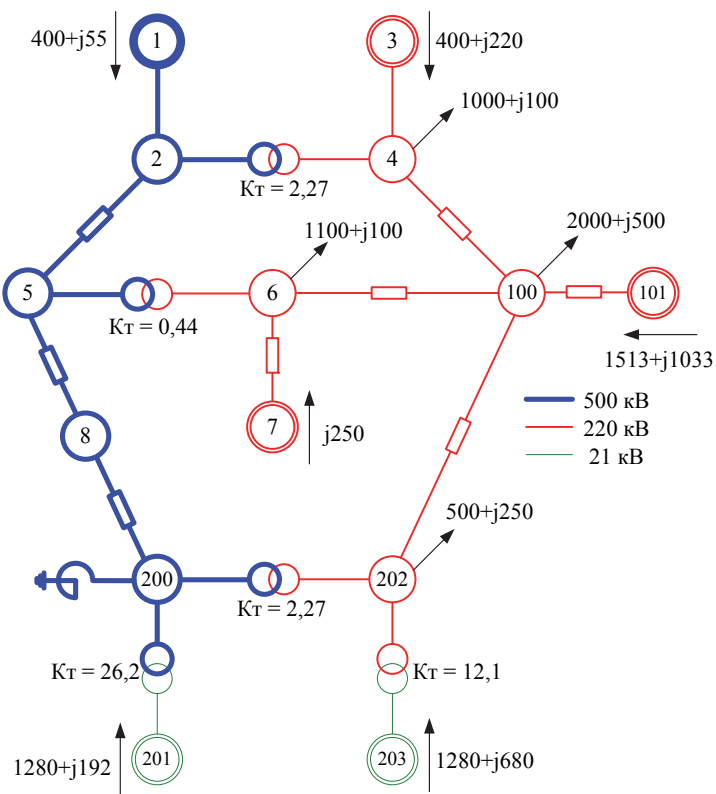


Рис. 21. Тестовая энергосистема

3. УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНО-ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ АОСЧ И АОСН

Цель работы. Получение практических навыков по проектированию устройств ПА, предназначенных для ограничения недопустимого снижения частоты и напряжения в узлах энергосистемы.

Исходные положения

1. Запустить комплекс ПАЖ, активировав файл wprag.exe.
2. Загрузить исходную тестовую сеть. Для этого в меню «Файлы» необходимо последовательно выполнить следующее:
 - выбрать пункт «Загрузить оборудование» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.obr;
 - выбрать пункт «Загрузить автоматику» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.avt;
 - выбрать пункт «Загрузить схему» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.set;
 - выбрать пункт «Загрузить рисунок схемы» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.gcx.

Программа выполнения работы

1. Изучить принципы построения системы АОСЧ и существующие на сегодняшний день рекомендации по ее организации и настройке (см. раздел 1.2).
2. Изучить принципы построения АОСН, рекомендации по размещению устройств и настройки (раздел 1.3).
3. Определить объемы расчетных дефицитов активной, реактивной мощности и АЧР, ДАР.

4. Настроить системы АОСЧ и АОСН для тестовой энергосистемы в комплексе ПАЖ.

5. Проанализировать эффективность применения устройств ПА.

Указания к выполнению

1. При выполнении работы необходимо использовать следующие УВ от устройств ПА: ОН и ВР (см. раздел 1.1).

2. Написание программы в комплексе ПАЖ по применению устройств АОСЧ и АОСН в тестовой схеме осуществляется в файлах оборудования (test.obr) и автоматики (test.avt), схема сети (test.set) при этом не изменяется. Поэтому необходимо сохранить файлы оборудования и автоматики под новыми именами. Для этого в меню «Коррекция» необходимо сделать следующее:

- выбрать пункт «Сохранить оборудование под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами);
- выбрать пункт «Сохранить автоматику под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами).

После этого можно приступать к написанию программ по моделированию действия систем АОСЧ и АОСН. Обращение к текстовым редакторам файлов оборудования и автоматики осуществляется в меню «Коррекция» выбором пунктов «Редактор файла оборудования» и «Редактор файла автоматики» соответственно.

Необходимо учитывать тот факт, что задание АЧР, как одной из подсистем АОСЧ, осуществляется в файле оборудования, а не в файле автоматики, как это выполняется для остальных устройств ПА (см. приложение 2).

3. Устройства АЧР настраиваются согласно данным, приведенным в табл. 1, с учетом следующих изменений:

- специальная (1-1) и технологическая (1-2) очереди АЧР1 не используются;
- под несовмещенную АЧР2 (АЧР2н) заводится 10 % суммарной нагрузки в каждом узле энергосистемы (по 2,5 % на каждую очередь);
- к совмещенным АЧР1 и АЧР2 (АЧР2с) подключаются остальные 90 % нагрузки в каждом узле энергосистемы (по 7,14 % на каждую очередь).

4. Настройка устройств АОСН выполняется в полном соответствии с рекомендациями табл. 3. При этом необходимо принимать во внимание, что совмещение действия устройств АОСН и АОСЧ на отключение нагрузки вполне допустимо.

5. Моделирование действия АЧР и АОСН является общим заданием, после реализации которого необходимо выполнить индивидуальное задание по следующим вариантам:

1) дополнительная установка устройств АЧВР в узлах генерации. Оценка эффективности их применения. При этом резерв должен вводиться на всех источниках мощности одновременно и в полном объеме;

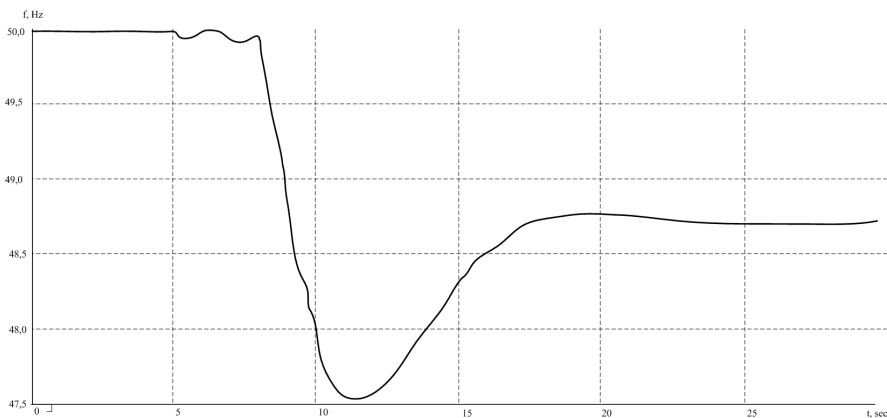


Рис. 21. График изменения частоты при возникновении дефицита активной мощности и отсутствии АЧР

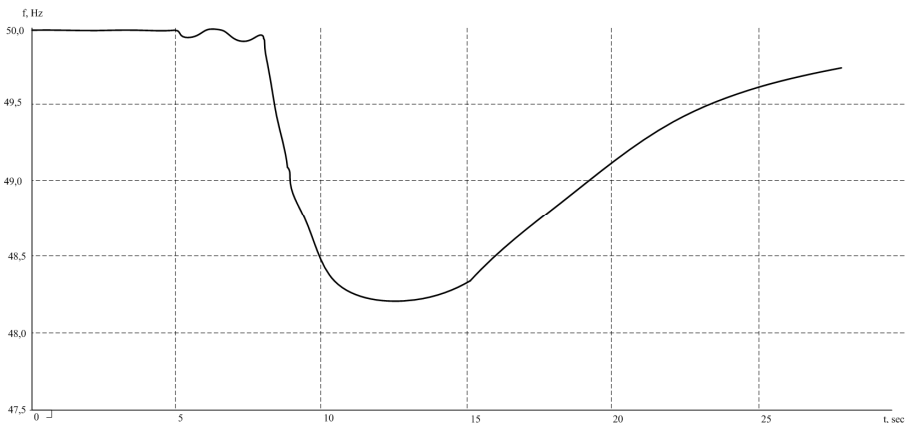


Рис. 22. График изменения частоты при возникновении дефицита активной мощности и наличия АЧР

2) дополнительная установка устройств ДАР в узлах нагрузки. Оценка эффективности их применения. Настройка ДАР выполняется в соответствии с рекомендациями табл. 2);

3) организация системы ЧДА в случае отсутствия АЧР;

4) организация системы ЧДА в случае недостаточности действия АЧР при условии, что 40 % мощности всей нагрузки относится к I категории потребителей и не заводится под действие частотной разгрузки.

6. При анализе эффективности действия устройств АОСЧ и АОСН используются следующие параметры: глубина снижения частоты в энергосистеме, объем отключаемых нагрузок, а также уровни напряжения в послеаварийных режимах.

Приведем пример анализа эффективности работы АЧР.

Во-первых, необходимо для рассматриваемой энергосистемы задать условия возникновения большого дефицита мощности: отключение мощной станции или системообразующей ЛЭП. После этого произвести несколько опытов при условии отсутствия и наличия устройства ПА в узлах энергосистемы. На рис. 22 показана полученная в программном комплексе ПАЖ осциллограмма изменения частоты при условии возникновения 40 %-го дефицита активной мощности и отсутствия устройств АЧР, из которой видно что частота снизилась до 47,5 Гц и не поднялась выше 49,0 Гц после действия всех систем мобилизации резерва мощности. Все это говорит о том, что необходима установка устройств АЧР.

Рассмотрим осциллограмму аналогичной аварийной ситуации в случае, когда в энергосистеме установлены устройства АЧР в узлах с нагрузкой, заведенной под отключение (рис. 22). При этом частота не снижается ниже 48,0 Гц и восстанавливается до величины, близкой к номинальной за 10...12 с. Посмотреть время срабатывания и объемы отключенной нагрузки можно в разделе «События» во вкладке «Результаты».

Аналогичный анализ эффективности можно привести для устройств АОСН в условиях дефицита реактивной мощности.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ АОПЧ

Цель работы. Получение практических навыков по проектированию противоаварийной автоматики, предназначенной для автоматического ограничения аварийного повышения частоты в энергосистеме.

Исходные положения

1. Запустить комплекс ПАЖ, активировав файл wrag.exe.
2. Загрузить исходную тестовую сеть. Для этого в меню «Файлы» последовательно необходимо выполнить следующее:
 - выбрать пункт «Загрузить оборудование» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.obr;
 - выбрать пункт «Загрузить автоматику» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.avt;
 - выбрать пункт «Загрузить схему» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.set;
 - выбрать пункт «Загрузить рисунок схемы» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.gcx.

Программа выполнения работы

1. Изучить принципы организации и настройки АОПЧ (см. раздел 1.4).
2. Настроить систему АОПЧ в комплексе ПАЖ с тем условием, что генераторы установлены в узлах 201 и 203 тестовой энергосистемы (по 4 агрегата равной мощности).
3. Проанализировать эффективность применения устройств ПА.

Указания к выполнению

1. При выполнении работы необходимо использовать следующие УВ от устройств ПА: ОГ и ДС (см. раздел 1.1).
2. Написание программы в комплексе ПАЖ по применению устройств АОПЧ в тестовой схеме осуществляется в файлах оборудования (test.obr) и автоматики (test.avt), схема сети (test.set) при этом не изменяется. Поэтому необходимо сохранить файлы оборудования и автоматики под новыми именами. Для этого в меню «Коррекция» необходимо сделать следующее:

- выбрать пункт «Сохранить оборудование под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами);
- выбрать пункт «Сохранить автоматику под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами).

После этого можно приступать к написанию программ по моделированию действия устройств АОПЧ. Обращение к текстовым редакторам файлов оборудования и автоматики осуществляется в меню «Коррекция» выбором пунктов «Редактор файла оборудования» и «Редактор файла автоматики» соответственно.

3. Устройства АОПЧ настраиваются согласно данным, приведенным в табл. 1, с учетом того, что к первой ступени АОПЧ подключается один генератор, ко второй – два, к третьей – три, к четвертой – четыре.

4. Моделирование действия АОПЧ выполняется по вариантам при следующих условиях:

- 1) отключение нагрузки в узле 100 в полном объеме;
- 2) отключение нагрузки во всех узлах энергосистемы объемом 10 %;
- 3) двойной наброс мощности в узле 3;
- 4) действие АОПЧ на деление системы для сохранения работы узлов 6 и 202 (особо ответственные потребители) при полном отключении нагрузки в узлах 4 и 100.

5. При анализе эффективности действия устройств АОПЧ используются следующие параметры: величина повышения частоты в энергосистеме и объем отключаемой генерации.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3 **ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ АОПН**

Цель работы. Получение практических навыков по проектированию противоаварийной автоматики, предназначенной для автоматического ограничения аварийного повышения напряжения в узлах энергосистемы.

Исходные положения

1. Запустить комплекс ПАЖ, активировав файл wrag.exe.
2. Загрузить исходную тестовую сеть. Для этого в меню «Файлы» последовательно необходимо сделать следующее:

- выбрать пункт «Загрузить оборудование» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.obr;
- выбрать пункт «Загрузить автоматику» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.avt;
- выбрать пункт «Загрузить схему» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.set;
- выбрать пункт «Загрузить рисунок схемы» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.gcx.

Программа выполнения работы

1. Изучить принципы построения АОПН и существующие на сегодняшний день рекомендации по ее организации и настройке (см. раздел 1.5).
2. Рассчитать и осуществить настройку системы АОПН в комплексе ПАЖ в сети 500 кВ тестовой энергосистемы.
3. Проанализировать эффективность применения устройств ПА.

Указания к выполнению

1. При выполнении работы необходимо использовать следующие УВ от устройств ПА: ДС (отключение ВЛ) и включение реакторов (см. раздел 1.1).

2. Написание программы в комплексе ПАЖ по применению устройств АОПН в тестовой схеме осуществляется в файлах оборудования (test.obr) и автоматики (test.avt), схема сети (test.set) при этом не изменяется. Поэтому необходимо сохранить файлы оборудования и автоматики под новыми именами. Для этого в меню «Коррекция» необходимо выполнить следующее:

- выбрать пункт «Сохранить оборудование под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами);
- выбрать пункт «Сохранить автоматику под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами).

После этого можно приступать к написанию программ по моделированию действия устройств АОПН. Обращение к текстовым редакторам файлов оборудования и автоматики осуществляется в меню «Коррекция» выбором пунктов «Редактор файла оборудования» и «Редактор файла автоматики» соответственно.

3. Настройка устройств АОПН выполняется согласно данным, рассчитанным заранее по формулам (6), (7) (см. раздел 1.5.2).

4. Моделирование действия АОПН выполняется по вариантам при следующих условиях:

- 1) подъем напряжения в узле 5 от номинального значения до $1,5U_{\text{ном}}$ за 10 с;
 - 2) отключение линии 5–8;
 - 3) отключение реактора в узле 200;
 - 4) увеличение потребления реактивной мощности в узле 6 в 2 раза.
5. При анализе эффективности действия устройств АОПН используются следующие параметры: величина повышения напряжения в узлах энергосистеме.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ АОПО

Цель работы. Получение практических навыков по проектированию противоаварийной автоматики, предназначенной для автоматического ограничения токовой перегрузки оборудования.

Исходные положения

1. Запустить комплекс ПАЖ, активировав файл wpag.exe.
2. Загрузить исходную тестовую сеть. Для этого в меню «Файлы» последовательно необходимо выполнить следующее:
 - выбрать пункт «Загрузить оборудование» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.obr;
 - выбрать пункт «Загрузить автоматику» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.avt;
 - выбрать пункт «Загрузить схему» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.set;
 - выбрать пункт «Загрузить рисунок схемы» и из предлагаемого перечня загрузить файл test.gcx.

Программа выполнения работы

1. Изучить принципы построения АОПО и существующие на сегодняшний день рекомендации по ее организации и настройке (см. раздел 1.6).
2. Осуществить настройку системы АОПН в комплексе ПАЖ в сети 220 кВ тестовой энергосистемы.
3. Проанализировать эффективность применения устройств ПА.

Указания к выполнению

1. При выполнении работы необходимо использовать следующие УВ от устройств ПА: ДС (отключение ВЛ), ОН, ОГ(см. раздел 1.1).

2. Написание программы в комплексе ПАЖ по применению устройств АОПО в тестовой схеме осуществляется в файлах оборудования (test.obr) и автоматики (test.avt), схема сети (test.set) при этом не изменяется. Поэтому необходимо сохранить файлы оборудования и автоматики под новыми именами. Для этого в меню «Коррекция» необходимо выполнить следующее:

- выбрать пункт «Сохранить оборудование под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами);
- выбрать пункт «Сохранить автоматику под именем» и ввести новое имя файла (латинскими буквами).

После этого можно приступать к написанию программ по моделированию действия устройств АОПО. Обращение к текстовым редакторам файлов оборудования и автоматики осуществляется в меню «Коррекция» выбором пунктов «Редактор файла оборудования» и «Редактор файла автоматики» соответственно.

3. Настройка устройств АОПО осуществляется согласно указаниям, приведенным в разделе 1.6.2.

4. Моделирование действия АОПО выполняется по вариантам при следующих условиях:

1) установка устройств АОПО в узлах 100 и 202. При этом перегрузка по ВЛ 100-202 составляет $1,5P_{\text{ном}}$;

2) установка устройств АОПО в узлах 6 и 4. При этом перегрузка по ВЛ 6-100 и 4-100 составляет $1,3P_{\text{ном}}$;

3) установка АОПО на трансформаторе 200-202. При этом перегрузка составляет $1,8S_{\text{ном}}$;

4) выполнение вариантов 1 и 2.

5. При анализе эффективности действия устройств АОПО используются следующие параметры: величина повышения тока по ВЛ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. *СТО 59012820.29.240.001–2011*. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Приказ ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457 [Электронный ресурс] // СО «ЕЭС»: [сайт]. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Emergency_control2011.pdf (дата обращения: 10.11.2010).
2. *Глускин И.З., Иофьев Б.И.* Противоаварийная автоматика в энергосистемах. В 2 томах. Т. 1. – М.: Знак, 2009. – 568 с.
3. *СТО 59012820.29.240.001–2010*. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). Приложение к приказу ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 509 [Электронный ресурс] // СО «ЕЭС»: [сайт]. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_590128020.pdf. (дата обращения: 11.11.2010).
4. *СТО 56947007-33.040.20.123–2012*. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.05.2012 № 282 [Электронный ресурс] // ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-33.040.20.123-2012.pdf (дата обращения: 28.05.2013).
5. *Методические указания по выбору логики действия и уставок срабатывания автоматики ограничения перегрузки оборудования*. Письмо ОАО «СО ЕЭС» № 211-22-16-5-9105 «О методических указаниях».
6. *СТО 59012820.29.240.007–2008*. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Распоряжение ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 № 114р [Электронный ресурс] // СО «ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Rules.pdf>. (дата обращения: 11.11.2010).
7. *Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М.* Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Информация о тестовой энергетической системе

ИНФОРМАЦИЯ О СИСТЕМЕ (схема «Энергосетьпроекта»)

узлов..... 14
 связей..... 15
 синхронных машин..... 6
 в т.ч. синхронных двигателей..... 0
 синхронных компенсаторов.... 1
 узлов с нагрузкой..... 4
 в т.ч. с асинхронными двигателями.. 0
 реакторов и (или) БСК..... 1
 трансформаторов..... 5
 в т.ч. с поперечным регулированием. 0

Параметры узлов

узел	U	D(Град)	Pн	Qн	Pг	Qг	Pш	Qш	Рад	Qад
1	525.00	-35.08	0.00	0.00	400.00	55.56	0.00	0.00	0.00	0.00
2	521.48	-38.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	242.00	-36.83	0.00	0.00	400.00	222.30	0.00	0.00	0.00	0.00
4	231.21	-42.08	1000.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	509.94	-37.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	224.63	-40.96	1100.00	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	230.00	-40.96	0.00	0.00	0.00	267.45	0.00	0.00	0.00	0.00
8	500.17	-14.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	228.85	-36.59	2000.00	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
101	242.00	-31.89	0.00	0.00	1420.00	1052.57	0.00	0.00	0.00	0.00
200	517.73	7.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	418.15	0.00	0.00
201	20.00	13.60	0.00	0.00	1280.00	417.79	0.00	0.00	0.00	0.00
202	231.01	7.42	500.00	250.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
203	20.00	12.67	0.00	0.00	1280.00	731.57	0.00	0.00	0.00	0.00
			4600.00	1250.00	4780.00	2747.24	0.00	418.15	0.00	0.00

Параметры ветвей

ветвь	NPL	РН	QH	Рк	Qк	Dr	Dq	Qc	Ин(KA)	
1-	2	1	400.34	55.55	-400.34	-30.07	0.00	25.48	0.00	0.44
2-	4	1	518.77	-41.57	-518.77	72.64	0.00	31.07	0.00	0.58
2-	5	1	-118.34	71.63	118.95	-214.66	0.61	5.92	148.96	0.15
3-	4	1	400.14	222.29	-400.14	-176.50	0.00	45.79	0.00	1.09
4-	100	1	-81.10	3.85	82.17	-35.61	1.07	8.03	39.79	0.20
5-	6	1	943.98	12.48	-943.98	46.29	0.00	58.77	0.00	1.07
5-	8	1	-1063.06	202.15	1095.42	-62.72	32.36	434.08	294.65	1.23
6-	7	1	0.19	-261.19	-0.19	267.44	0.00	6.25	0.00	0.67
6-	100	1	-155.70	-85.19	156.99	-45.17	1.29	12.32	142.68	0.46
8-	200	1	-1095.38	62.71	1128.71	85.11	33.33	447.09	299.27	1.27
100-101	1	1	-1419.31	-881.93	1419.31	1052.54	0.00	170.61	0.00	4.22
100-202	1	1	-819.88	362.74	931.91	107.03	112.03	706.63	236.86	2.26
200- 201	1	1	-1280.29	-281.26	1280.29	417.80	0.00	136.54	0.00	1.46
200- 202	1	1	151.28	-222.01	-151.28	226.20	0.00	4.19	0.00	0.30
202- 203	1	1	-1279.80	-583.29	1279.80	731.55	0.00	148.26	0.00	3.51
						-----	-----			
						180.70	2241.03	1162.21		

Программный комплекс анализа живучести (ПАЖ). Краткое руководство пользователю

Главное меню

Главное меню программного комплекса содержит пять разделов, выбор которых производится с помощью клавиш «Left» и «Right».

Первый раздел «Коррекция» служит для обращения к текстовому редактору при изменении содержимого загруженных в рабочую директорию файлов и их сохранения в директории хранения входной информации, первичной генерации файла оборудования на основе сетевой информации, вызова простого графического редактора, используемого для рисования структурных схем энергосистемы и сохранения результатов его работы, изменения вектора управления вычислительным процессом, а также непосредственного редактирования библиотек макрокоманд калькулятора и автоматики во входной директории.

Перемещения по позициям вертикальных меню, соответствующих различным разделам, производится клавишами «Up» и «Down», а вызов соответствующих программ с помощью клавиши «Enter».

Второй раздел «Расчет» предназначен для запуска последовательности вычислительных программ расчета переходного процесса. Эта последовательность содержит программы: ввода и обработки информации о системе, ввода и обработки файла описания автоматики, первичных возмущений и заказа на выходную информацию, программу расчета исходного состояния системы, программу расчета переходного процесса и программу обработки результатов.

Третий раздел «Установки» предназначен для задания директорий хранения входной и выходной информации, рабочей директории (для ускорения обменных операций в качестве рабочей директории рекомендуется назначать электронный диск), имени внешней программы – текстового редактора, используемой для редактирования и просмотра входной и выходной информации и для установки графической моды.

Четвертый раздел «Файлы» служит для выбора загружаемой информации из директорий ее хранения в рабочую директорию (с которой работают все вычислительные программы), получения справки о загруженной информации, а также для удаления файлов в директориях хранения.

И, наконец, пятый раздел «Результаты» используется для просмотра результатов расчета переходного процесса и их сохранения в директории для выходной информации.

При активизации ряда позиций вертикальных меню программа требует ввода текстовых констант – имен файлов, редактора и директорий. Набор имен производится с клавиатуры с использованием управляющих клавиш «Left», «Right», «Backspace», «Insert» и «Delete» с последующим нажатием клавиши «Enter».

При отказе от ввода имени необходимо нажать клавишу «Esc».

При сохранении результатов расчета имеется возможность для их выборочной записи для долговременного хранения. По умолчанию предлагается для сохранения два файла, содержащих информацию, необходимую для графического отображения результатов, один из которых (файл событий в системе) является обязательным при записи для хранения. Остальные выходные файлы могут быть записаны в директорию результатов после их пометки с помощью клавиши «Insert» с последующим нажатием «Enter». При загрузке и удалении файлов их выбор осуществляется с помощью открывающегося меню, содержащего имена файлов различного типа, хранящихся во входной и выходной директориях. Отказ от его выполнения и возврат в главное меню производится клавишей «Esc», выполнение соответствующей операции – клавишей «Enter». При выполнении ряда операций с файлами программа требует подтверждения, осуществляемого клавишей «у». Отказ от выполнения таких операций происходит при нажатии любой другой значащей клавиши.

Программа рисования структурных схем

Осуществляет упрощенное графическое отображение структуры энергосистемы или ее отдельных частей, которая может быть использована для более наглядного представления развития переходного процесса во время его расчета. Программа позволяет как рисовать новое изображение, так и корректировать ранее нарисованное.

Процедура рисования состоит в перемещении курсора в ту позицию (с помощью клавиш «Up», «Down», «Page Up», «Page Down», «Home», «End», «Tab», «Shift Tab»), где будет изображен узел системы, с последующим нажатием «Enter», после чего возникает точечное изображение узла. Переместив курсор в положение, где будет расположен номер узла, необходимо с клавиатуры набрать этот номер и осуществить ввод. В результате изображение узла и его номера фикси-

руется и производится автоматическое изображение связей вновь введенного узла с уже изображенными на рисунке. Изображение узла и его связей можно удалить, переместив курсор к удаляемому узлу и нажав «Delete». После введения изображения узла и до ввода его номера можно воспользоваться клавишей «F1» для вызова списка номеров узлов системы в правой части экрана.

Уже изображенные на рисунке узлы в этом списке помечаются серым цветом. Перемещая курсор вдоль этого списка с помощью «Up», «Down», «Page Up», «Page Down», можно с помощью клавиш «Enter» и «Delete» произвести довод или удаление узла. Поместив курсор около любого узла из списка узлов и нажав «F1», можно получить список всех узлов, связанных с данным. Внутри этого списка узлов также возможно использование команд ввода и удаления. Выход из списков узлов, кроме клавиш «Enter» и «Delete», возможен после «Esc». Выход из программы рисования – с помощью «Esc» или «AltX».

Программа расчета переходного процесса

Управление программой сводится к досрочному окончанию расчета путем нажатия клавиши «q» и изменению масштабов и характера отображаемых на структурной схеме результатов расчета. По умолчанию на экран выдается таблица, на которую имеется ссылка в векторе управления. При ненулевом временном интервале для графических отображений на структурной схеме (задаваемом в векторе управления) и наличии файла с рисунком структуры на экране отображается этот рисунок с изображением переменных во времени векторов напряжения в узлах системы. Просмотр рисунка производится с помощью клавиш «Up», «Down», «Page Up», «Page Down», «Home», «End», «Tab», «Shift Tab». При нажатии «e» вместо векторов напряжений изображаются векторы ЭДС синхронных машин E_q .

Возврат к изображению векторов напряжений после нажатия «u». Для просмотра годографов необходимо нажать «g» (возврат – повторным нажатием этой клавиши). С помощью клавиши «с» производится очистка экрана, а «s» – изменение масштаба изображения векторов. При нажатии «t» в правой нижней части экрана размещается таблица величин, заказанная для вывода на экран в векторе управления (номер которой можно изменить, перемещаясь по горизонтальному меню с последующим нажатием «Enter»). Повторное нажатие «t» удаляет таблицу с экрана.

Основные положения входного языка

Входная информация задается в трех файлах, имеющих стандартные расширения «.set», «.obr», «.avt», описывающих соответственно структуру системы и ее исходное состояние (стационарный режим), параметры силового оборудования и автоматику системы.

При описании входного языка используются следующие понятия:

- слово – последовательность символов без пробелов;
- фраза – последовательность слов, разделенных одним или несколькими пробелами;
- ключевая фраза – последовательность слов, имеющая определенный смысл и занесенная в словарь программы;
- ключевое слово – ключевая фраза из одного слова;
- разделители – пробел, запятая (,), точка с запятой (;), два символа точка с запятой без пробела между ними (;:), скобки () ;
- предложение – последовательность слов. Признаком конца предложения является разделитель точка с запятой (;);
- текстовая константа – слово, у которого первым символом не может быть цифра, знаки плюс (+) или минус (–), а также точка (.);
- числовая константа – слово, для изображения которого используются цифры, знаки плюс (+) и минус (–), точка (.), а также буква «Е».

При вводе информации текстовые константы представляются в памяти машины четырьмя первыми символами. Разделители «,», «;», «;:», () могут не отделяться пробелами, формирование из них отдельных слов производится автоматически. Предложение должно начинаться с новой строки не обязательно с первой позиции. В предложениях и между ними допускается произвольное количество чистых (пустых) строк. При наличии в строке символа (\$) строка считается чистой, начиная с позиции, в которой расположен этот символ. Количество слов в предложении не более 300. Для наглядности изображения информации на экране дисплея, в частности при оформлении таблиц, помимо пробела могут использоваться в качестве разделителей слов символы (*), (:), (!).

Виды групп предложений и порядок их ввода

По однотипности информации предложения входного языка объединены в группы. Признаком последнего предложения в группе является разделитель (;:) вместо разделителя (;). Порядок записи предложений внутри группы произволен, но порядок следования групп предложений во входном потоке информации фиксирован и должен быть следующим:

для файла с описанием автоматики

1. Группа калькулятора – предложения, задающие калькулятор.
2. Группа условных воздействий – предложения, задающие устройства автоматики гибкой структуры.
3. Группа воздействий – группа предложений, задающих постоянно действующие и(или) разовые воздействия на систему.
4. Группа печати – группа предложений, формирующих заказ на печать картин и таблиц.

Типы предложений описания оборудования, используемого в лабораторной работе

1. Описание элементов и оборудования ЭЭС:

- типовые модели элементов системы;
- типовые регуляторы;
- технологические защиты.

2. Описание элементов системы на базе типовой информации.

Каждое предложение может описывать несколько типов оборудования одного вида (кроме АЧР).

Для идентификации предложения используются ключевые фразы из одного или двух слов. Порядок предложений в группе произволен.

Формулы, описывающие модели элементов, записаны по правилам языка FORTRAN.

Статические характеристики нагрузки (СХН)

Тип предложения: **tsx**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
n	ap	bp	cp	dp	lp	np	aq	bq	cq	dq	lq	nq
1-9	0.4	0.6	0.	2.5	0.	0.	6.4	-15.	9.6	-2.1	0.	0.

n – здесь и ниже возможные номера типовой информации (номера типов); ap, bp,..., nq – коэффициенты СХН.

Если номер типа СХН совпадает с номером типа, введенным ранее, то предыдущие значения коэффициентов заменяются.

Механизмы, приводимые во вращение двигателями. Тип предложения: **tpm**

Асинхронные двигатели. Тип предложения: **tad**

Котлоагрегаты

а) Прямоточные котлы. Тип предложения: **tk 0**

б) Барабанные котлы. Тип предложения: **tk 1**

Тепловые турбины

- а) Конденсационные турбины. Тип предложения: **ttt 0**
- б) Теплофикационные турбины. Тип предложения: **ttt 1**
- в) Турбина с противодавлением. Тип предложения: **ttt 2**

Гидравлические турбины. Тип предложения: **tgt**

Типовые синхронные машины. Тип предложения: **tpg**

Система возбуждения СМ. Тип предложения: **tsv**

Регуляторы возбуждения СМ. Тип предложения: **trv**

Регуляторы скорости СМ. Тип предложения: **tars**

Регуляторы котла

- а) Регулятор давления (главный регулятор). Тип предложения: **trk 0**
- б) Регулятор мощности. Тип предложения: **trk 1**

Типовые регуляторы турбины

- а) Регулятор 'до себя'. Тип предложения: **trt 0**
- б) Регулятор мощности. Тип предложения: **trt 1**
- в) Регулятор частоты. Тип предложения: **trt 2**

Типовое АЧР

Тип предложения: **als N**

1 2 3 4 5 6 7 8
no f T nsov ksov fv dp unit
1-18

N – номер устройства АЧР (любые целые числа) не > 999,

no – номер очереди АЧР,

f, T – уставки по частоте и времени (Гц), (с),

nsov, ksov – номер очереди, совмещенной с данной, и коэффициент совмещения,

fv – частота возврата очереди (Гц),

dp – величина отключаемой очередью нагрузки (Мвт), (ое),

unit – единицы измерения dp: ключевое слово ru или MWA.

Модель АЧР

$\Phi_{3A} = 1$ при $\Phi_{3A} = 0$ И $F_i < f$

$\Phi_{3A} = 0$ при $\Phi_{3A} = 1$ И $F_i > fv$

$\Phi_{CP} = 1$ при $\Phi_{3A} = 1$ на интервале времени после запуска > T

$P = \begin{cases} dp, & \text{если совмещенная очередь не работала} \\ dp-PCOV, & \text{если совмещенная очередь работала} \end{cases}$
 $PCOV = k_{sov} \cdot (P1 + P2) / (1 + k_{sov}),$
 $RH(AЧР) = RH0 - P$

| если ФСР=1

$QH(AЧР) = QH0 - RH(AЧР) / RH0$ |

Fi – частота в узле (Гц),

ФЗА – фактор запуска очереди АЧР,

ФСР – фактор срабатывания очереди АЧР,

P – величина отключаемой мощности,

PCOV – величина общей части совмещенных очередей,

$P1, P2$ – мощности совмещаемых очередей,

$RH(AЧР), QH(AЧР)$ – активная и реактивная составляющие мощности нагрузки узла, подключенной к АЧР,

$RH0, QH0$ – то же при номинальных параметрах режима.

Самоотключение нагрузки

Тип предложения: **sam**

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

n	ust	dp	dq	unit	dt
---	-----	----	----	------	----

1-9

ust – уставка по напряжению на самоотключение нагрузки (oe),

dp, dq – величина отключаемой нагрузки (мва), (oe),

unit – ключевые слова ru или MWA, указывающие единицы измерения dp, dq,

dt – выдержка времени (с).

Технологическая защита котла. Тип предложения: **tzk**

Технологическая защита турбины. Тип предложения: **tzt**

Описание узлов

Тип предложения: **node**

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

i	tsx	kdv	tad	tpm	als	sam
---	-----	-----	-----	-----	-----	-----

0	0	0	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---

i – номер узла, tsx – номер типа СХН, kdv – доля двигательной нагрузки в узле (oe),

tad – номер типа асинхронного двигателя, tpm – номер типа приводного механизма асинхронного двигателя, als – номер типа АЧР, sam – номер типа самоотключения.

Описание котлов. Тип предложения: **boiler**

Описание турбин. Тип предложения: **turbine**

Описание синхронных машин. Тип предложения: **sm**

Калькулятор

Предложение, открывающее группу:
calculator;

Группа предложений, задающая калькулятор, позволяет производить операции над величинами, являющимися функциями измеряемых параметров, вычисляемых параметров системы и констант.

В калькуляторе допустимо использование операций:

*	умножение
/	деление
+	сложение
-	вычитание
=	присваивание
^	возведение в степень

и следующих стандартных функций:

sqrt	извлечение квадратного корня
exp	вычисление показательной функции
ln	вычисление натурального логарифма
sin	вычисление синуса
cos	вычисление косинуса
tan	вычисление тангенса
arsin	вычисление арксинуса
arcos	вычисление арккосинуса
atan(a,b)	вычисление арктангенса (кругового) $\text{atan}(a,b)=\text{arctg}(b/a)$
abs	вычисление абсолютной величины
mod(a,b)	остаток от деления $\text{mod}(a,b)=a-\text{INT}(a/b)*b$
sign(a,b)	присвоение знака b числу abs(a) $\text{sign}(a,b)=\text{sign}(b)*\text{abs}(a)$

Знаки операций, открывающие и закрывающие скобки автоматически выделяются в отдельные слова, в связи с чем нет необходимости в ограничении их пробелами с двух сторон.

В калькуляторе допустимо использование следующих операторов:

вычислительный оператор; – оператор вычисления значения переменной, стоящей в левой части оператора (до символа операции присваивания =);

goto m; – безусловный переход на выполнение оператора с числовой меткой m, оператор безусловного перехода не может быть последним предложением калькулятора;

if a операция сравнения b then goto m; – условный переход при выполнении условия: a операция сравнения b, где a и b – константы, измерения или вычисленные переменные, операция сравнения – один из символов >, <, =;

if a операция сравнения b then оператор; – выполнение оператора при выполнении условия, где оператор – вычислительный оператор или оператор call или function;

initial вычислительный оператор; – оператор инициализации (однократного вычисления) переменной, определяемой вычислительным оператором;

continue; – пустой оператор;

macro имя макрокоманды (формальные параметры макрокоманды, разделенные запятыми); – оператор, открывающий описание макрокоманды;

end; – оператор завершения описания макрокоманды и завершения программы калькулятора;

external (имена внешних переменных, разделенные запятыми); – оператор, указывающий список переменных макрокоманды, определенных в головной программе калькулятора;

call имя макрокоманды (фактические параметры макрокоманды, разделенные запятыми); – оператор обращения к макрокоманде;

write имя макрокоманды; – запись макрокоманды в библиотеку макрокоманд калькулятора;

function имя внешней функции (фактические параметры внешней функции, разделенные запятыми); – оператор вызова внешней функции.

Любой оператор (кроме macro, end, write и external), в том числе и вычислительный, может быть помечен числовой меткой, являющейся первым словом предложения. Отметим, что помечать операторы initial бессмысленно, так как соответствующий вычислительный оператор выполняется однократно.

Вычислительные операторы

Выполнение вычислений производится в порядке их записи в калькуляторе, причем функциональные зависимости имеют наивысший приоритет, затем следуют операции деления и умножения, далее – сложения и вычитания. Операции одного приоритета выполняются в порядке очередности слева направо.

Так как при вычислении выражений со стандартными функциями используются стандартные функции языка FORTRAN, то на их аргументы накладываются соответствующие ограничения, которые необходимо учитывать при формировании калькулятора.

Пример записи вычислительных операторов калькулятора:

```
Z1=(-1)*sin(d 17 ru);  
initial Pc0=(pl 3 17)+(pl 8 1)+(pl 1 2);  
initial Ipc=0;  
Pc=(pl 3 17)+(pl 8 1)+(pl 1 2);  
Dpc=Pc-Pc0;  
Ipc=Ipc+Dpc*dt;
```

Измеряемые величины, требующие указания места измерения, записываются в круглых скобках, например: (u 55), где (u 55) – измеряемая величина, напряжение в узле 55. В круглых скобках должны записываться отрицательные константы: (-1) без пробелов внутри и аргументы стандартных функций. Использование круглых скобок для управления порядком вычислений не допускается.

Идентификаторы вычисляемых величин не должны совпадать с идентификаторами измеряемых величин из словаря (см. словарь измерений) с именами стандартных функций, а также с операторами калькулятора. Идентификаторы переменных ограничиваются четырьмя символами, так что, например, идентификаторы abcde и abcd f не будут различаться и будет отведена одна переменная с именем abcd. Не рекомендуется использование идентификаторов с количеством символов больше четырех. Операторы калькулятора следует записывать полностью, без усечения до четырех символов.

Оператор initial

Начало предложения калькулятора оператором initial обеспечивает выполнение присвоения только при первом вычислении выражения, затем помеченное таким образом выражение игнорируется. Это позволяет построить алгоритмы интегрирования и дифференцирования вычисляемых выражений, а также запоминать начальные значения.

Макрокоманды

Описание макрокоманды начинается оператором macros со списком формальных параметров и завершается оператором end;. Каждая макрокоманда должна быть описана до ее вызова оператором call либо в тексте калькулятора, либо в библиотеке макрокоманд. Описание

макрокоманды в тексте калькулятора имеет приоритет по отношению к описанию макрокоманды с тем же именем в библиотеке. Переменные, введенные в макрокоманде, не передаваемые через ее параметры и не упомянутые в операторе `external`, являются локализованными и могут иметь идентификаторы, совпадающие с идентификаторами, использованными в головной программе калькулятора или других макрокомандах. Их значения при повторных вызовах макрокоманды сохраняются. Внутренние переменные макрокоманд недоступны для последующего использования в устройствах автоматике и для печати. Метки операторов макрокоманды также локализованы в ней и могут совпадать с метками, примененными в других частях описания калькулятора. Измеряемые величины доступны внутри любой макрокоманды и не требуют их передачи через параметры или с помощью оператора `external`. Оператор `external`, если он используется, должен быть помещен непосредственно после предложения с оператором `macro`. Допускается использование нескольких операторов `external` в макрокоманде. Идентификаторы переменных, перечисленных в операторе `external`, не должны совпадать с формальными параметрами макрокоманды. Предложения с операторами `macro` и `call` не могут занимать более одной 160-колоночной строки. Число параметров операторов `macro` и `call` – не более 20. В теле макрокоманды могут содержаться операторы `call` вызова других макрокоманд. Глубина вложения вызовов макрокоманд не более 10. Рекурсивный вызов макрокоманд не допускается.

При обращении к макрокоманде ее текст подвергается процедуре претрансляции, состоящей в замене в тексте макрокоманды всех символов, совпадающих с символами формальных параметров, на символы соответствующих фактических параметров из оператора `call`. Набор символов, выступающих фактическим параметром, может содержать любые символы в количестве до 50, кроме запятой и `$`.

Формальные и фактические параметры не должны случайно совпадать с перечисленными выше операторами калькулятора и их первыми четырьмя символами или включать в себя полное имя стандартной функции (например `ln`, `sin`, `cos` и т. п.), иначе текст макрокоманды после замены символов будет испорчен. Передача через параметры имен других макрокоманд не допускается. Обращение к стандартной одноместной функции может быть передано через параметры макрокоманды. Фактический параметр рассматривается как целое, в связи с чем использование внутри макрокоманды отдельных частей фактического параметра не допускается. В то же время многословный фактический

параметр может формироваться из переменных, определенных в вызывающей программе, в том числе и переданных через фактические параметры.

Ниже приведены примеры макрокоманд:

```
macroc log(x,+or*,y,rez);           простые логические операции
external (#1,#2);
$ rez>0 при x +or* y = истина, иначе 0
$ +or* - символы * или + эквиваленты and и or
#1=0;
#2=0;
if x then #1=1;
if y then #2=1;
rez=#1 +or* #2;
end;
```

Пример обращения к макрокомандам:

```
Pc=(pl 3 17)+(pl 8 1)+(pl 1 2);
call int(Pc,lpc);

if t>1 then call int((ptur 15)-(pg 15),ldp);
```

Использование в данных макрокомандах оператора external иллюстрирует его применение для осуществления экономии памяти, отводимой под рабочие, промежуточные результаты. Рабочим ячейкам #1 и #2 даны уникальные имена с использованием символа # для исключения совпадений имен рабочих ячеек с другими, определенными в головной программе, именами.

При отсутствии параметров в операторах macroc и call все переменные макрокоманды, кроме перечисленных в операторе external, считаются определенными на уровне вызывающей макрокоманду программы (основной или других макрокоманд).

Запись макрокоманд в библиотеку производится с помощью оператора write, обеспечивающего: открытие библиотеки при ее отсутствии, запись новой макрокоманды и обновление библиотеки при записи нового варианта уже ранее записанной макрокоманды.

Оператор **function**

Внутри калькулятора возможно обращение к внешним функциям с помощью оператора function. Обращение имеет вид:

```
function имя функции(P1,P2,...,Pk);
```

где имя функции – идентификатор внешней функции, $P_1, \dots, P_k$ – фактические параметры, разделенные запятыми. В качестве параметров могут выступать измеряемые величины, константы и переменные. Внутри оператора вызова функции измеряемые величины с местами измерений не обособляются скобками.

Список внешних функций приводится ниже:

-- интегрирование функции $x(t)$ в интервале ($t_0 - t_k$)

function in(t_0, t_k, x, intx)

intx – интеграл

-- дифференцирование функции $x(t)$ в интервале ($t_0 - t_k$)

function dif($t_0, t_k, x, dxdt, w$)

dxdt – производная

w – рабочая переменная, своя для каждой входной переменной.

-- апериодическое звено

function apz(t_0, t_k, x, y, k, T)

интервал действия ($t_0 - t_k$)

x – входная величина

y – выходная величина

k – коэффициент усиления

T – постоянная времени

При использовании внешних функций необходимо иметь в виду, что вторичные обращения к функции в программе калькулятора с одними и теми же выходными величинами дадут ошибочные определения их значений. Для решения дифференциальных уравнений звеньев использован неявный метод Эйлера.

В конце группы предложений, описывающих калькулятор, ставится оператор end;;

Ограничения калькулятора:

общее количество операций – не более 7000,

количество введенных новых переменных – не более 5000,

количество констант – не более 5000,

количество измеряемых параметров – не более 5000.

Условные воздействия

Задание условных воздействий совместно с калькулятором предоставляет широкие возможности для моделирования устройств автоматики энергосистемы.

Предложение, открывающее группу условных воздействий:

condition actions;

Любое предложение, задающее условное воздействие, имеет вид

(N) (on/off) po1 (and/or) (po2) (and/or)...(pok), V1,(V2),..., (Vm));

где N – число, определяющее номер условного предложения о воздействиях (ссылочный номер автоматики),

on/off – ключевое слово, задающее состояние автоматики (при умолчании полагается on),

po1,...,pok – пусковые органы автоматики,

V1,...,Vm – воздействия автоматики.

При записи предложения для управления порядком выполнения логических операций допускается использование скобок (вложение скобок не разрешается).

Каждый пусковой орган описывается последовательностью

п (место) (ru) cp ust (Tust (kvoz)),

где п – измеряемый или вычисляемый в калькуляторе параметр,

место – указание места для измеряемых величин, может иметь формы:

a) M1 – номер узла;

b) M1 – номер узла начала линии,

M2 – номер узла конца линии;

c) M1 – номер узла начала линии,

M2 – номер узла конца линии,

N// M3 – символ и номер параллельной линии;

d) m1 – номер автоматики,

m2 – порядковый номер пускового или исполнительного органа автоматики номер m1.

Для измерений для пар автоматик – m1 и m2 составные числа (смотри словарь измерений).

ru – указатель измерения в относительных единицах,

cp – одна из операций сравнения >, <, =,

ust – число или идентификатор вычисляемой калькулятором переменной, задающее уставку пускового органа,

Tust – время контроля уставки (при умолчании = 0),

kvoz – коэффициент возврата (при умолчании = 1).

Параметры, стоящие в круглых скобках, могут отсутствовать.

Каждое воздействие записывается в форме:

ключевые слова (место) (add) (V) (ru) (function (open) (close)) (Tзад),

где ключевые слова – фраза, определяющая тип воздействия из словаря воздействий,

место – место воздействия в формах:

a) M1 – номер узла;

b) M1 – номер узла начала линии,
M2 – номер узла конца линии;

c) M1 – номер узла начала линии,
M2 – номер узла конца линии,

N// M3 – символ и номер параллельной линии;

d) m1 – номер автоматики,

e) code – код воздействия (смотри словарь воздействий)

add – указатель изменения параметра системы на указанную величину V,

V – число или идентификатор вычисленной в калькуляторе переменной, определяющее величину воздействия,

ru – указатель задания величины воздействия в относительных единицах, причем за базисное значение принимается значение изменяемого параметра в момент выполнения воздействия,

function – указатель функционального (долговременного) воздействия для вычисляемых величин воздействий,

open, close – указатели открытия и закрытия функционального воздействия, при умолчании полагается open, указание close приводит к завершению выполнения воздействия и подготавливает возможность его повторного введения при выполнении операции ввода рассматриваемой автоматики,

Tзад – время задержки на выполнение воздействия (при умолчании = 0).

Одним из воздействий может быть оператор **print**, который записывается в виде: print «текстовое сообщение», в котором длина текста не более 60 символов.

Если воздействие V направлено на параметр энергосистемы F, то изменение этого параметра происходит по правилам:

1. без ключевых слов add и ru: $F = V$

2. при задании add V: $F = F + V$

3. при задании V ru: $F = V * F$

4. при задании add V ru: $F = F + V * F$

Группа условных воздействий может быть оформлена в виде макрокоманды по правилам, аналогичным макрокомандам калькулятора. В теле макрокоманды по перечисленным выше синтаксическим прави-

лам описываются условные воздействия с применением обозначений вводимых формальных параметров (если они используются). Описания макрокоманд должны предшествовать их вызову или находиться в библиотеке макрокоманд условных воздействий. Запись в библиотеку производится оператором write имя макрокоманды. Вызов макрокоманды производится оператором device имя макрокоманды (список фактических параметров, разделенных запятыми). На формальные и фактические параметры распространяются все правила и ограничения, изложенные в описании калькулятора. Оператор device может быть использован внутри макрокоманды (с глубиной вложения не более 10).

Пример макрокоманды, описывающей автоматику отключения линии электропередачи при повышении напряжения и увеличении стока реактивной мощности:

```
macroc line (#1,#2,i,j,uust,tust,qust);
$ #1 – номер автоматики
$ #2 – исходное состояние автоматики
$ i – номер узла начала линии
$ j – номер узла конца линии
$ uust – уставка напряжения в относительных единицах
$ tust – время контроля превышения уставки
$ qust – уставка по стоку реактивной мощности
#1 #2 u i ru > uust tust and ql i j < qust, star line off i j;
end;
write line; $ Запись в библиотеку.
```

Обращения к данной макрокоманде имеют, например, вид:

```
device line (1,on,1,2,1.05,5,-50); отключение начала связи 1 – 2
device line (.,2,1,1.05,5,-50); отключение начала связи 2 – 1
device line (2,off,1,3,1.05,5,-50); отключение начала связи 1 – 3
```

В конце группы предложений, описывающих условные воздействия, ставится

оператор end;;

Ограничения по группе условных воздействий:

*количество автоматик – не более 4000,
количество пусковых органов – не более 5000,
количество воздействий – не более 5000,
количество операций и/или – не более 7000.*

При записи предложения необходимо учитывать, что суммарное число скобок, пусковых органов и операций и/или не должно превышать 100.

Группа воздействий

Предложение, определяющее начало группы воздействий:

actions;

Задание воздействий производится с помощью предложений вида

time tact, A1(A2,...,Am);

где time – ключевое слово,

tact – время начала выполнения воздействия (число),

A1(A2,...,Ak) – воздействия.

Форма задания воздействия (Ai):

ключевая фраза:

(место) (add) (V) (ru) (function (open) (close));

ключевая фраза – ключевая фраза воздействия (из словаря воздействий) место – место воздействия в формах:

a) M1 – номер узла;

b) M1 – номер узла начала линии,

M2 – номер узла конца линии;

c) M1 – номер узла начала линии,

M2 – номер узла конца линии,

N// M3 – символ и номер параллельной линии;

d) m1 – номер автоматики,

e) code – код воздействия (смотри словарь воздействий),

add – указатель изменения параметра системы на указанную величину V,

V – число или идентификатор вычисленной в калькуляторе переменной, определяющее величину воздействия,

ru – указатель задания величины воздействия в относительных единицах, причем за базисное значение принимается значение изменяемого параметра в момент выполнения воздействия,

function – указатель функционального (долговременного) воздействия для вычисляемых величин воздействий,

open, close – указатели открытия и закрытия функционального воздействия, при умолчании полагается open, указание close приводит к завершению выполнения воздействия.

Одним из воздействий может быть оператор print, который записывается по тем же правилам.

Если воздействие V направлено на параметр энергосистемы F , то изменение этого параметра происходит по правилам:

1. без ключевых слов `add` и `ru`: $F = V$
2. при задании `add V`: $F = F + V$
3. при задании `V ru`: $F = V * F$
4. при задании `add V ru`: $F = F + V * F$

Порядок ввода воздействий произволен. В одном предложении можно описать несколько воздействий, вносимых в один и тот же момент времени `tact`. В этом случае они разделяются запятыми. Воздействия, вносимые в другой момент времени, описываются в другом предложении.

Места однотипных воздействий можно задавать списком мест (`место1`, `место2`, ..., `месток`).

Воздействие `node off` – можно использовать только в качестве безусловного. Оно обеспечивает разрыв всех связей узла и отключение генератора в нем.

В конце группы предложений, описывающих воздействия, ставится оператор `end;;`

*Ограничения по группе программных воздействий:
количество воздействий – не более 5000.*

Группа печатей

Предложение, определяющее начало группы печатей:

`picture and tables;`

Печать параметров режима в табличной форме.

Производится с помощью предложений вида:

`table dt tb te p1(p2,...,p9);`

где `dt` – интервал печати (число),

`tb, te` – время начала и окончания печати (числа),

`p1(p2,...,p9)` – печатаемые параметры.

Задание печатаемых параметров (`pi`):

`p (место) (unit),`

где `p` – измеряемый или вычисляемый параметр, `место` – место измерения в формах:

а) `M1` – номер узла;

б) `M1` – номер узла начала линии,

- M2 – номер узла конца линии;
 с) M1 – номер узла начала линии,
 M2 – номер узла конца линии,
 N// M3 – символ и номер параллельной линии;

d) m1 – номер автоматики,
 m2 – порядковый номер пускового или исполнительного органа
 автоматики номер m1.

Для измерений для пар автоматик - m1 и m2 составные числа
 (смотри словарь измерений).

unit – ru (для измерения в относительных единицах) или ничего
 (для измерения в физических единицах),

В описании места измерения задается только необходимая информация. Например:

- для печати модуля напряжения I-го узла достаточно указать номер узла I;
- для печати перетока по связи I J, у которой нет параллельной связи, достаточно указать номера узлов I J;
- для печати активного перетока в МВт по одной из параллельных связей, например 2-й, между узлами 3 и 5, описание должно быть

pl 3 5 N// 2.

Допускается задание печати для группы однотипных параметров, измеряемых в различных местах системы. Список мест задается в виде:

список = (место1,место2,...,местоN) unit

или в виде:

список = (место1 unit1,место2 unit2,..., местоN unitN)

и предложение задания таблицы приобретает вид:

table dt tb te

p1 список1,

p2 список2,

...;

печать картин

(печать параметров в виде таблиц и графиков).

Производится с помощью предложений вида:

picture dt tb te p1(p2,...,p9);

где dt – интервал печати (число),

tb, te – время начала и окончания печати (числа),

p1(,p2,...,p9) – печатаемые параметры.

Задание печатаемых параметров (pi):

p (место) (unit) (параметры графика)

Параметры p, место, unit задаются аналогично описанию таблиц.

Параметры графика задаются в виде:

(sym) (scale Np Zp)

sym – символ обозначения параметра на графике. Если символ не задан, то график изображается символом цифры порядкового номера описания параметра в картине.

scale – масштаб графика. Если масштаб не задан (равен 0), то масштаб выбирается автоматически и одинаков для всех однотипных параметров картины. При задании масш=-1 масштаб выбирается автоматически индивидуально для данного графика.

Np – номер позиции для оси отсчета графика (по умолчанию осью отсчета является первая позиция). Если Np < 0, то на картине в заданной позиции изображается ось отсчета.

Zp – значение параметра для заданной оси отсчета.

При наложении графиков предыдущий символ печати заменяется последующим (в порядке описания).

Для выдачи на печать только графиков (без таблиц) необходимо в описании типа предложения заменить слово picture на graphic.

Параметры, номера которых заключены в скобки, могут отсутствовать.

В конце группы предложений, описывающих печать, ставится оператор end;;

Места измерений также можно задавать списками в форме:

список = (место1 (параметры графика1), место2 (параметры графика2),..., местоN (параметры графикаN)) unit или в виде:

список = (место1 (параметры графика1) unit1, место2 (параметры графика2) unit2,..., место N (параметры графикаN) unitN)

Ограничения по группе печатей:

число измерений – не более 300,

число параметров в одной таблице (картине, графиках) – не более 9,

общее число таблиц и картин – не более 30.

Словарь ключевых фраз измеряемых параметров и воздействий

Для идентификации измерений и воздействий используется словарь ключевых фраз. Большинство измерений имеют условно принятое обозначение (от одного до четырех символов). Слова в ключевых фразах идентифицируются по четырем символам. В комментариях к словарю приведены полный текст фразы, единицы измерения (если применяется служебное слово *gu*, то используются базисные значения) и, где необходимо, форма задания места измерения, указания к применению служебных слов *gu*, *add* и *function* при описании воздействий.

Ключевые фразы, определяющие измеряемые параметры

код ключевая фраза комментарий к ключевой фразе	
1 t	время, [сек]
time	
3 fpls	полная (отключенная активная) мощность АЧР, [МВт]
6 dt	шаг интегрирования [сек]
7 ret	реальное время, расходуемое на вычислительный процесс после момента времени $t = 0$ [сек]
101 u	напряжение, [кВ, ое ($U_b = U_{ном}$)], M1
102 d	угол напряжения, [град, радиан]. M1
103 full d	модуль угла напряжения узла, [град, радиан]. M1
104 dudt	производная напряжения узла, [кВ/сек, ое/сек ($U_b = U_{ном}$)], M1
105 f	частота узла, [Гц, ое ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
106 dfdt	производная частоты узла, [Гц/сек, ое/сек ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
107 p	активная нагрузка узла (суммарная), [МВт, ое ($P_b = S_{ном}$)], M1
108 q	реактивная нагрузка узла (суммарная), [Мвар, ое ($Q_b = S_{ном}$)], M1
109 s	полная мощность нагрузки узла (суммарная), [Мва, ое ($S_b = S_{ном}$)], M1
110 i	ток нагрузки (суммарный), [кА, ое ($I_b = I_{ном}$)], M1
111 fasm	угловая частота асинхр. дв., [Гц, ое ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
112 pasm	активная мощность асинхр. дв., [МВт, ое ($P_b = S_{ном}$)], M1
113 qasm	реактивная мощность асинхр. дв., [Мвар, ое ($Q_b = S_{ном}$)], M1
114 am	момент сопротивления двигателя, умноженный на 314.159 [МВт, ое ($M_b = M_{ном} * 314.159$)], M1
115 pg	активная генерация генератора, [МВт, ое ($P_b = S_{ном}$)], M1

116 qg	реактивная генерация генератора, [Мвар, ое ($Q_b = S_{ном}$)], M1
117 sg	полная мощность генератора, [Мва, ое ($S_b = S_{ном}$)], M1
118 fg	частота генератора, [Гц, ое ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
119 dg	угол генератора, [град, радиан]. M1
120 indg	внутренний угол генератора, [град, радиан]. M1
121 full dg	абсолютный угол генератора, [град, радиан]. M1
122 gs	скольжение генератора, [Гц, ое ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
123 ue	напряжение форсировки, [кВ, ое ($U_b = E_{qном}$)], M1
124 tm	момент турбины, умноженный на 314.159 [МВт, ое ($M_b = M_{ном} * 314.159$)], M1
125 vp	открытие клапана, [оe ($V_b = V_{ном}$)], M1
127 pliv	давление свежего пара, [оe ($P_b = P_{ливном}$)], M1
128 pboi	давление котла, [оe ($P_b = P_{ливном}$)], M1
129 psec	давление вторичного пара, [оe ($P_b = P_{ливном}$)], M1
130 eq	эдс поперечной оси, [кВ, ое ($E_b = U_{ном}$)], M1
131 eqe	напряжение возбуждения (приведенное к статору), [кВ, ое ($U_b = E_{qном}$)], M1
132 elq	переходная эдс поперечной оси, [кВ, ое ($E_b = U_{ном}$)], M1
133 eld	переходная эдс продольной оси, [кВ, ое ($E_b = U_{ном}$)], M1
134 ig	ток генератора, [кА, ое ($I_b = I_{ном}$)], M1
135 iq	ток поперечной оси, [кА, ое ($I_b = I_{ном}$)], M1
136 id	ток продольной оси, [кА, ое ($I_b = I_{ном}$)], M1
137 gsta	состояние генератора, (1 вкл, 0 откл), M1
138 pls	мощность отключенная ачр, [МВт], M1
139 ilim	верхнее ограничение тока ротора [оe ($I_b = I_{ротном}$)], M1
140 uaec	уставка арв по напряжению [кВ, ое ($U_b = U_{ном}$)], M1
141 bboi	тепловыделение в котле, [оe ($B_b = B_{ном}$)], M1
142 hboi	уровень воды в барабане, [оe ($H_b = H_{ном}$)], M1
143 qboi	расход питательной воды, [оe ($Q_b = Q_{ном}$)], M1
144 qstc	расход пара потребителей пара, [оe ($Q_b = Q_{ном}$)], M1
145 pcol	давление в коллекторе пара, [оe, ($P_b = P_{colном}$)], M1
146 ptur	мощность турбины, [МВт, ое ($P_b = P_{ном}$)], M1
150 mboi	положение регулирующего органа котла, [оe, ($M_b = M_{бном}$)], M1
154 hju	сигнал на выходе АРВ, [оe ($H_b = E_{qном}$)], M1
155 dsdt	производная скольжения (частоты) генератора, [Гц/сек, ое/сек ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
156 subs numb	номер подсистемы, содержащий узел M1

157 fa	средняя частота, [Гц, ое ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1
201 pl	активный переток линии (связи), [МВт], M1 M2 (M3)
202 ql	реактивный переток линии (связи), [Мвар], M1 M2 (M3)
203 sl	полная мощность линии (связи), [Мва], M1 M2 (M3)
204 il	ток линии (связи), [кА], M1 M2 (M3)
213 lsta	состояние линии (связи), 1 вкл., 0 откл., 2 или 3 откл. с одного конца, M1 M2 (M3)
214 dd	разность углов напряжений, [град, радиан], M1 M2
215 mdd	модуль разности углов напряжений, [град, радиан], M1 M2
216 ddg	разность углов генераторов, [град, радиан], M1 M2
217 mddg	модуль разности углов генераторов, [град, радиан], M1 M2
218 df	разность частот в узлах, гц, M1 M2
219 dsli	разность скольжений, [Гц, ое ($F_b = 50\text{Гц}$)], M1 M2
220 zrel	модуль сопротивления, измеряемого реле сопротивления, [Ом], M1 M2 (M3)
221 arel	угол сопротивления, измеряемого реле сопротивления, [град, радиан], M1 M2 (M3)
222 sep	положение пускового органа автоматики 0-исходное, 1 – орган сработал, 2 – орган запущен, m1, m2 (m1 – номер автоматики, m2 – порядковый номер пускового органа в ней)
223 ac	состояние исполнительного органа автоматики (воз- действия) 0 – исходное, 1 – воздействие выполнено, 2 – и/о запущен, 3 – идет выполнение функционального воздействия, m1 m2 m1 – номер автоматики, m2 – порядковый номер воздействия в ней
224 tran angl	угол трансформатора связи, [град, радиан], M1 M2 (M3)
225 tsta	время срабатывания пускового органа [сек], m1 m2 (равное 0, если орган не сработал)
226 tact	время срабатывания исполнительного органа [сек], m1 m2 (равное 0, если орган не сработал)
227 dst	интервал времени между срабатываниями пусковых органов автоматик, [сек], m1 m2, равное 0, если оба органа не срабаты- вали, m1 – младшие три разряда порядковый номер пускового органа, старшие три разряда – номер автоматики, m2-аналогично
228 dtac	интервал времени между срабатываниями исполни- тельных органов автоматики, [сек], m1 m2, равное 0, если оба органа не сработали, m1 m2 – аналогично предыдущему измерению

229 qsta	количество срабатываний пускового органа, m1 m2
230 qact	количество воздействий автоматики, m1 m2
231 vsta	измерение на входе пускового органа, m1 m2
232 vact	величина воздействия автоматики, m1 m2

Ключевые фразы для задания воздействий

код ключевая фраза комментарий к ключевой фразе

2001 stop стоп

2004 null фиктивное воздействие

2005 prg печать режима

2101 node off отключить узел

2102 print печать сообщения

2103 gene off отключить генератор M1

2104 auto on включить автоматику m1 (п/о и и/о переводятся в исходное положение)

2106 auto off отключить автоматику m1 (состояние п/о и и/о не изменяется)

2110 subs off отключить подсистему с узлом M1

2115 prev on включить печать сообщений о событиях с кодом code

2116 prev off отключить печать сообщений о событиях с кодом code (коммутация печати о событиях кроме кодов событий из словаря может применяться к кодам:

подать форсировку возбуждения (code = 5)

снять форсировку возбуждения (code = 4)

подать расфорсировку возбуждения (code = 1)

снять расфорсировку возбуждения (code = 2)

срабатывание очереди АЧР (code = 3)

2201 line off отключить линию (связь) M1 M2 (M3)

2202 line on включить линию (связь) M1 M2 (M3)

2203 star line off отключить начало линии (связи) M1 M2 (M3)

2204 star line on включить начало линии (связи) M1 M2 (M3)

2402 chan p изменить активную нагрузку узла M1, V
(допустимо использование ru, add, function)

2403 chan q изменить реактивную нагрузку узла M1, V
(допустимо использование ru, add, function)

2404 chan s изменить нагрузку узла M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2407 chan pnom изменить номинальную генерацию M1, V (допустимо использование ru, add)

2408 chan ashu изменить активный шунт, $\text{сим} \cdot 10^{** -6}$, M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2409 chan rshu изменить реактивный шунт, $\text{сим} \cdot 10^{** -6}$, M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2410 give exit подать возбуждение на генератор в узле M1, V, числовой параметр указывает на новый уровень возбуждения (для генераторов с описанной системой возбуждения) (допустимо использование ru, add)

2411 chan vpos изменить выходной сигнал МИСВ или изменить уровень загрузки СД, M1, V (допустимо ru, add, function)

2412 chan asl изменить асинхронную нагрузку, M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2413 chan exit изменить уровень возбуждения генератора M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2414 chan saec изменить уставку APB по напряжению, M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2415 chan ilim изменить верхнее ограничение тока ротора, M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2417 chan scon изменить заданный расход пара турбины, M1, V (допустимо использование ru, add, function)

2418 lost exit потеря возбуждения генератора M1, V, числовой параметр задает кратность гасительного сопротивления

2501 chan r изменить активное сопротивление линии (связи), M1 M2 (M3), V (допустимо использование ru, add, function)

2502 chan x изменить реактивное сопротивление линии (связи), M1 M2 (M3), V (допустимо использование ru, add, function)

2505 chan y изменить реактивную проводимость линии (связи) $\text{сим} \cdot 10^{** -6}$, M1 M2 (M3), V (допустимо использование ru, add, function)

2507 chan rxy изменить параметры линии (связи), M1 M2 M3), V ($R_{\text{new}}=R_{\text{old}} \cdot V$, $X_{\text{new}}=X_{\text{old}} \cdot V$, $Y_{\text{new}}= \text{old}/V$)

2510 chan ktr изменить коэффициент трансформации, M1 M2 (M3), V (допустимо использование ru, add, function)

2511 chan tra изменить угол комплексного коэффициента трансформации трансформатора, M1 M2 (M3), V (допустимо использование ru, add, function)

ОГЛАВЛЕНИЕ

Символы, используемые в функциональных схемах	3
Введение	5
1. Организация автоматического противоаварийного управления	6
1.1. Общие положения	6
1.2. Система автоматического ограничения снижения частоты	10
1.2.1. Общие сведения	10
1.2.2. Общие требования	14
1.2.3. Подсистемы АОСЧ. Рекомендации по размещению и расчету	16
1.2.4. Алгоритмы функционирования подсистемы АОСЧ	23
1.3. Автоматическое ограничение снижения напряжения	29
1.3.1. Общие сведения	29
1.3.2. Рекомендации по размещению и расчету	30
1.3.3. Алгоритм функционирования	31
1.4. Автоматическое ограничение повышения частоты	31
1.4.1. Общие сведения	31
1.4.2. Рекомендации по размещению и расчету	32
1.4.3. Алгоритм функционирования	33
1.5. Автоматическое ограничение повышения напряжения	33
1.5.1. Общие сведения	33
1.5.2. Рекомендации по размещению и расчету (АОПН)	34
1.5.3. Алгоритм функционирования	35
1.6. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования	36
1.6.1. Общие сведения	36
1.6.2. Рекомендации по размещению и расчету	37
1.6.3. Алгоритм функционирования АОПО	38

2. Подготовка к проведению лабораторно-практических работ.....	41
2.1. Моделирование устройств ПА в специализированном программном комплексе анализа живучести (ПАЖ)	41
2.2. Исходные данные.....	44
3. Указания к выполнению лабораторно-практических работ.....	46
Практическое занятие № 1. Проектирование устройств АОСЧ и АОСН.....	46
Практическое занятие № 2. Проектирование устройств АОПЧ.....	50
Практическое занятие № 3. Проектирование устройств АОПН.....	51
Практическое занятие № 4. Проектирование устройств АОПО.....	53
Список использованных источников	55
Приложения.....	56

**Васильев Владимир Владимирович
Тимофеев Иван Петрович**

ОСНОВЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Учебное пособие

*Редактор И.Л. Кескевич
Выпускающий редактор И.П. Брованова
Корректор И.Е. Семенова
Дизайн обложки А.В. Ладыжская
Компьютерная верстка Л.А. Веселовская*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 04.10.2016. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 150 экз.
Уч.-изд. л. 4,88. Печ. л. 5,25. Изд. № 115. Заказ № 1397. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20