



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Министерство энергетики Российской Федерации ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (ПЭИПК)



Анализ режимных особенностей при реализации многопараметрической делительной автоматики на объектах распределенной генерации

Илюшин Павел Владимирович

Проректор по научной работе ПЭИПК,
руководитель подкомитета С6 РНК СИГРЭ,
председатель секции «Распределенные источники
энергии» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Известные решения по делительной защите и автоматике

Концепция построения ДА в России, для применения в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с распределенной генерацией (РГ), основывается на возможностях снижения ущербов у потребителей, в случаях возникновения аварий в энергосистеме, ведущих к недопустимому отклонению параметров электрического режима в энергорайоне и, как следствие, нарушению электроснабжения особо ответственных (социально-значимых) электроприемников потребителей

1

Частотная делительная автоматика (ЧДА)

АО «СО ЕЭС» (СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»)

2

Делительная защита

Шабад М.А. (Делительные защиты, ФГАОУ ДПО «ПЭИПК» учебное пособие)

3

Делительная автоматика по напряжению (ДАН)

АО «Институт «Энергосетьпроект»

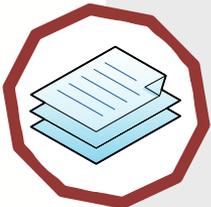
4

ДАН с контролем реактивной мощности

Нудельман Г.С., Онисова О.А. (Совершенствование ДАН для электростанций распределённой энергетики, доклад РЗА-2017)



Реализация частотной делительной автоматики (ЧДА)



В соответствии ГОСТ Р 55105-2012 все ТЭС 25 МВт и выше должны оснащаться частотной делительной автоматикой (ЧДА), за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы

ЦЕЛЬ: При возникновении в ЭЭС значительного дефицита мощности и недостаточности действия АЧР предотвратить аварийное отключение электростанций при недопустимом снижении частоты и сохранить надежное электроснабжение собственных нужд станции, социально-значимых и особо ответственных потребителей

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении путем проведения испытаний или имитационным моделированием

Уставки ЧДА:

- 1-я ступень:
 $f = 46,0-47,0$ Гц, $t = 0,3-0,5$ с
- 2-я ступень:
 $f = 47,0-47,5$ Гц, $t = 30-40$ с

- 
1. В системной аварии в США и Канаде в августе 2003 г. отключились 263 электростанции (531 ЭБ), в т.ч. 10 АЭС (19 ЭБ), с обесточением 50 млн. чел.
 2. Количество успешных выделений ЭС действием ДА - около 25%
 3. Необходима разработка и реализация современных алгоритмов ДА для повышения числа успешных выделений электростанций до 70 - 80 %



В распределительных сетях с электростанциями небольшой мощности, получающих дополнительную мощность из энергосистемы, делительные защиты применяются для отделения в аварийных условиях этих электростанций на островной режим работы с сохранением питания собственных нужд и части нагрузки, обеспечивая успешное действие АПВ питающих линий или сетевых АВР

! Делительные защиты электростанций небольшой мощности выполняются главным образом реагирующих на снижение частоты и напряжения и представляют собой комплекс защит, реагирующих на снижение частоты, скорость снижения частоты, снижение напряжения, появление симметричных составляющих тока или напряжения, изменение направления мощности

Уставка делительной защиты по снижению частоты выбираются, как правило, 47-48 Гц, с выдержкой времени 0,3-0,5 с (время реализации деления 0,5-3,5 с)

Уставка делительной защиты по снижению напряжения выбирается, как правило, 0,6-0,7 $U_{ном.}$, время срабатывания определяется требованиями селективности с защитами смежных элементов, но желательно, чтобы оно не превышало 1-1,5 с (не учитываются случаи работы резервных защит)

! При рассмотрении возможности реализации делительной защиты для сельских ГЭС T_j принималась равной 5 с, для промышленных тепловых электростанций с отечественными генераторами и районом нагрузки – 12 с, что СУЩЕСТВЕННО отличается от объектов РГ



Делительная автоматика по напряжению (ДАН)

Необходимость выполнения ДАН в настоящее время не регламентирована НТД, но ее применение оправдано, если:

- расчеты выявят возможные аварии, сопровождающиеся лавиной напряжения
- быстрое действие ДАН при таких авариях будет достаточным для сохранения устойчивой работы ответственных потребителей в выделяемом районе
- объем отключений электроприемников при срабатывании ДАН меньше, чем при такой же аварии, но без применения ДАН

Выделение электростанций действием ДАН на сбалансированную нагрузку целесообразно:

- при возникновении повреждений в питающей сети без снижения частоты, но с недопустимым аварийным понижением напряжения
- при возникновении режима высоких рисков нарушения электроснабжения

! ДАН должны быть отстроена от кратковременных провалов напряжения при КЗ, НАПВ и т.п., однако, лавина напряжения в узлах нагрузки может развиваться быстро, поэтому для определения оптимальных уставок пусковых органов ДАН требуется проводить детальный анализ процессов в нагрузках

Совмещенное исполнение ЧДА и ДАН оправдано, т.к. схемы имеют общие входные и выходные цепи, различия существуют только в пусковых органах



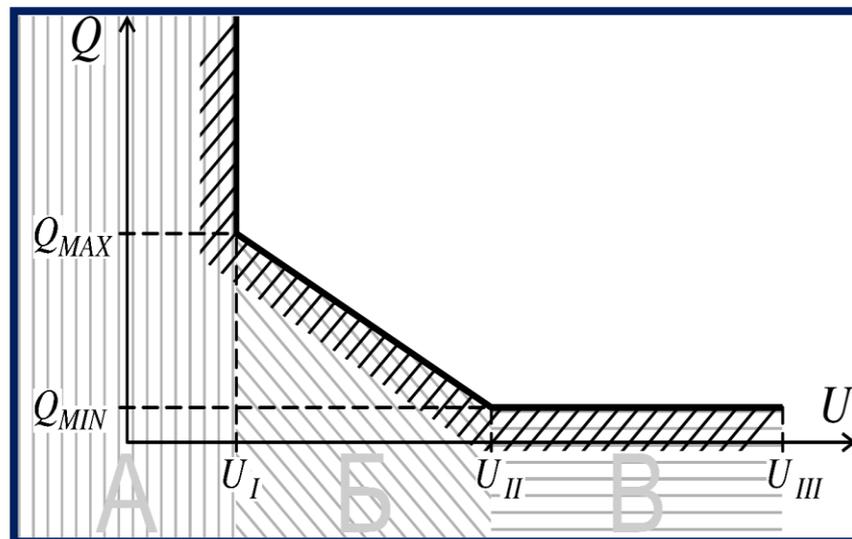
ДАН может быть выполнена с контролем реактивной мощности по связи с внешней сетью с характеристикой срабатывания в виде зависимости реактивной мощности от напряжения

В общем случае ДАН может быть реализована трехступенчатой:

- при значительных снижениях напряжения (до 20% $U_{ном.}$) срабатывание защиты происходит с фиксированной (минимальной) выдержкой времени
- при больших значениях остаточного напряжения решение о срабатывании принимается на основе измеряемых защитой напряжения и реактивной мощности в соответствии с условием:

$$Q < \frac{Q_{MIN} - Q_{MAX}}{U_{II} - U_I} (U - U_{II}) + Q_{MIN}$$

- третья ступень ДАН предназначена для отделения электростанции от сети при её переходе в режим потребления Q (при значениях U более 60-70% номинального)



При большой доле двигателей в составе местной нагрузки при срабатывании ДАН должны быть обеспечены условия для сохранения устойчивости и самозапуска электродвигателей в отделившемся энергорайоне



Островной режим работы энергорайона

По результатам анализа мировой практики в большинстве стран мира допускается изолированный режим электроснабжения потребителей, при этом **ЗАПРЕЩЕНО** выделение энергорайонов с генерацией на островной режим работы

! Под **ОСТРОВНЫМ РЕЖИМОМ** понимается такой режим работы энергорайона с одним или несколькими объектами РГ и соответствующей нагрузкой, который допустим по всем условиям электроснабжения и электропотребления и образуется в результате отключения линии(-й) связи с энергосистемой (при КЗ или без КЗ по какой-либо причине). Отключение связи с энергосистемой может осуществляться непреднамеренно или превентивно автоматически (по параметрам электрического режима), а также вручную оперативным персоналом для обеспечения надежного функционирования объектов генерации и/или электроснабжения электроприемников потребителей

Запрет выделения на островной режим работы обоснован тем, что в нормальном режиме энергорайон выдает часть генерируемой мощности в энергосистему и его отделение будет нежелательным или недопустимым по причине нарушения баланса активной и реактивной мощностей в энергосистеме, что усугубит процесс развития аварии и повлечет бóльшие последствия от нарушений электроснабжения



Критерии принятия решения о выделении энергорайона на островной режим работы

Промышленные предприятия, развивающие в России РГ, выбирают, как правило, такой режим работы генерирующих установок, при котором во всех нормальных режимах выдачи электроэнергии в энергосистему не происходит, а наоборот энергорайон потребляет ее в недостающих для электроснабжения электроприемников объемах

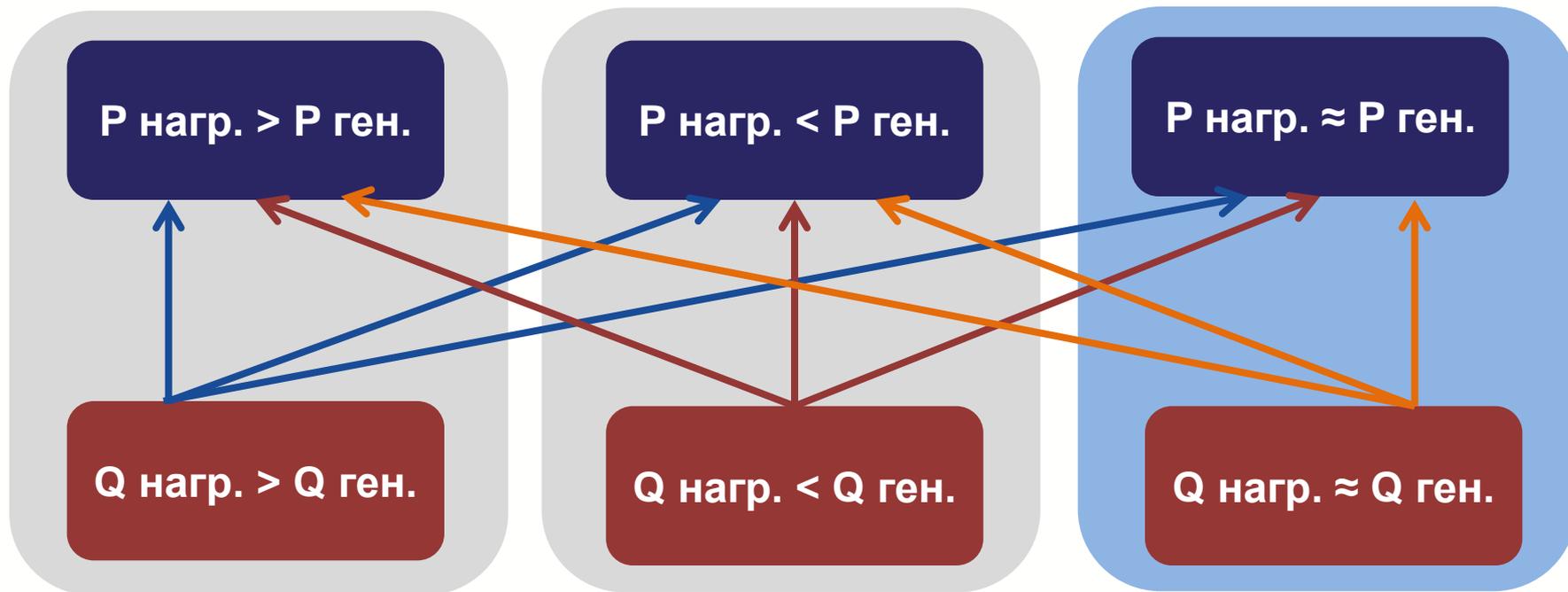
- **чем больше вероятность возникновения аварий в энергосистеме, которые могут сделать работу особо ответственных или социально-значимых электроприемников невозможной без отделения от сети, тем больше аргументов в пользу применения делительной автоматики (*более 50 раз в год в ЕЭС России*)**
- **технико-экономические расчеты для обоснования применения ДА необходимо включать вероятные ущербы распределительных сетевых компаний, а также потребителей электрической энергии**

Работа энергорайона в островном режиме может быть сколь угодно длительной, что зависит от состояния линий связи с энергосистемой, параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения оперативного персонала и др.



Возможные варианты отделения энергорайона в островной режим

Баланс соотношения генерируемой и потребляемой активной и реактивной мощностей в энергорайоне может быть любым: от случая минимальной генерации в объеме аварийной брони во время максимума нагрузки до генерации избыточной мощности при минимальной нагрузке



Важно проводить детальный анализ особенностей режимов в энергорайонах с объектами РГ в различных схемно-режимных ситуациях, с учетом факторов, оказывающих существенное влияние на успешность выделения



Многопараметрическая делительная автоматика (МДА)

Делительную автоматику, позволяющую реализовывать успешное отделение энергорайона с объектами РГ от энергосистемы, в случаях возникновения аварий, на островной режим работы для обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных и социально-значимых потребителей следует рассматривать как МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКУЮ, т.к. она содержит различные пусковые органы, выбираемые при проектировании

- вопросы надежности электроснабжения отдельных электроприемников или технологических линий решаются на промышленных предприятиях, которые развивают РГ, поэтому при проектировании МДА необходимо участие специалистов-электриков и специалистов-технологов
- правильный учет параметров нагрузки невозможен без получения полной информации по составу нагрузки, ее параметрам и характеристикам, режимам и графикам работы, возможности одновременных пусков наиболее мощных и наиболее ответственных механизмов технологических линий и т. п.

Отделение энергорайона может быть целесообразно в одних случаях и нецелесообразно в других (блокирующие алгоритмы), а также могут быть необходимыми дополнительные коммутации, связанные с отключением части электроприемников при переходе в островной режим работы



Перечень блоков МДА

- пусковые органы, фиксирующие в аварийном режиме отклонения параметров электрического режима (частота, напряжение, величина и направление перетока активной и реактивной мощностей и т.п.) от заданных уставок
- блоки контроля предшествующего режима (КПР) для хранения и использования периодически обновляемой информации о находящихся в работе ГУ объектов РГ и выдаваемой ими активной и реактивной мощностей
- блоки КПР для хранения и использования периодически обновляемой информации о величине нагрузки энергорайона, о которой, в зависимости от конкретных условий, можно судить по суммарному перетоку активной и реактивной мощностей по ряду линий электропередачи и/или трансформаторов
- логический блок, в котором определяется целесообразность отделения энергорайона в конкретных условиях, а также реализуются алгоритмы работы МДА в различных схемно-режимных ситуациях в зависимости от параметров аварийного и доаварийного режимов
- блок расчета дозировки управляющих воздействий (УВ) ДА, где определяются необходимые и достаточные объемы, а также места реализации УВ при отделении энергорайона
- блоки управления отключением нагрузки (исполнительные органы), позволяющие реализовывать УВ на отключение нагрузки (ОН) по командам МДА из заранее составленных перечней электроприемников



Особенности аварийных процессов в островном режиме работы

Аварийные процессы в островном режиме работы часто протекают тяжелее для потребителей электрической энергии, особенно тогда, когда в таком режиме работы возникают аварийные дефициты мощности

1

В небольших энергорайонах внезапное отключение генератора, группы генераторов, или всего объекта РГ может привести к полному нарушению электроснабжения особо ответственных электроприемников потребителей

2

При отделении энергорайона на островной режим работы баланс генерации и потребления в нем может изменяться от такого избытка генерации, что потребуются отключать часть генераторов, до дефицитов мощности, приближающихся к 100%

3

Технические характеристики современных ГУ (газотурбинных, газопоршневых, ветроэнергетических, солнечных), значительно отличаются от аналогичных параметров паротурбинных установок, которые определяют динамические процессы при внешних возмущениях

4

Повышение экономичности и эффективности современных ГУ осуществляется в т.ч. за счет уменьшения времени ликвидации аварийных возмущений (применение цифровых устройств РЗА), при этом скорости восстановления нормального режима сети возрастают



Особенности проектирования МДА

В распределительных сетях могут иметь место тяжелые аварии вообще не связанные с понижением частоты, но обусловленные перегрузками отдельных элементов сети и их каскадным отключением, при которой может быть потеряна значительная часть генерирующих мощностей, что резко утяжеляет процесс развития и ликвидации аварии

При проектировании МДА необходимо производить оценку возможности как успешного выделения, так и обеспечения надежного электроснабжения потребителей от ГУ объекта РГ при работе энергорайона в изолированном (автономном) режиме, посредством исследования целой группы технических вопросов связанных с:

- особенностями регулирования ГУ по частоте и мощности***
- изменением уставок генераторного напряжения $U_{г0}$***
- влиянием устойчивости нагрузки на выбор алгоритмов МДА***
- влиянием КЗ на успешность выделения энергорайона***
- отделением энергорайона при провалах напряжения с угрозой развития лавины напряжения***
- быстродействием разгрузки при отделении энергорайона***



Переключение алгоритмов регулирования в САУ ГУ

В преобладающей мировой практике принято регулировать ГУ, работающие в мощной сети, на *постоянство мощности*, а автономно работающие (вне мощной сети) – на *постоянство частоты*

! ГУ, которые могут работать в 2-х режимах, характерно комбинированное регулирование: при отделении ГУ от мощной сети, регулирование автоматически переключается с поддержания мощности на поддержание частоты

Переход от сетевого режима к автономному идентифицируется САУ ГУ по отключенному состоянию заранее выбранных выключателей (до 5 выключателей на 1 блок)

Переключение алгоритма регулирования осуществляется САУ по факту большого сброса мощности ГУ, воспринимая его как выделение на изолированную работу

1

При внезапном переходе генераторов с сетевого режима на автономный САУ будет в автономном режиме продолжать работать по закону сетевого режима, то возможны значительные отклонения частоты и, вследствие этого, отключения самих ГТУ и нарушение электроснабжения потребителей

2

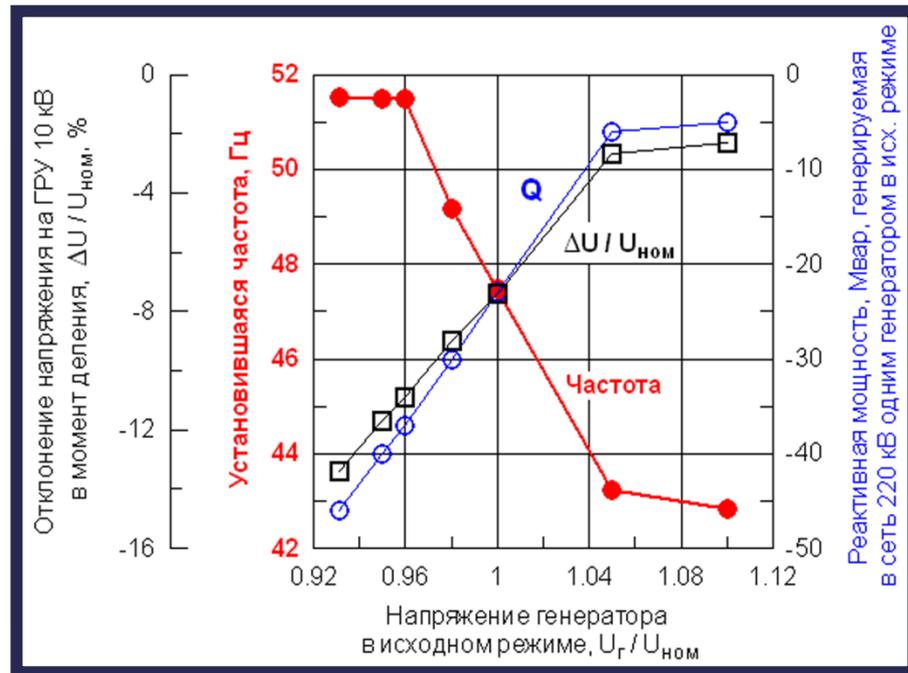
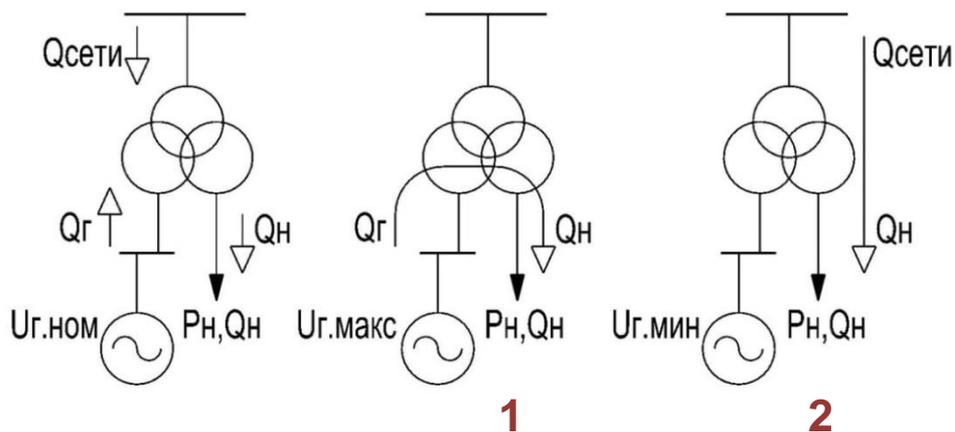
Если САУ ложно зафиксирует переход к автономному режиму в то время, как генераторы будут продолжать работу в сети, и перейдет к регулированию частоты с некоторым статизмом, то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет обрабатываться не точно

ГУ работающая в сети с регулированием по частоте со статизмом 4,5%, принятым в России, и не участвующий во вторичном регулировании f , будет при значительных изменениях f обрабатывать заданную мощность с ошибками в размере $\pm 5\%$ Р ном.



Выбор параметров настройки АРВ (изменение $U_{Г0}$)

Возможные варианты покрытия реактивной мощности нагрузки



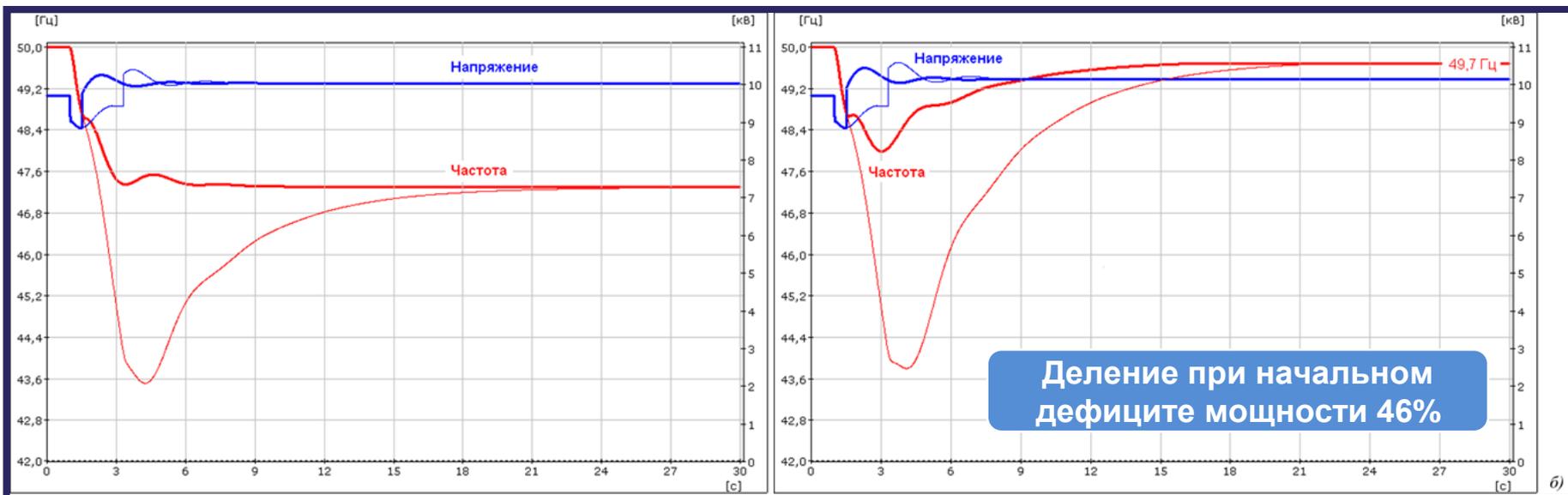
1. Если до отделения от сети Q_n покрывалась от ГУ, то после отделения снижение U будет минимальным, двигательная нагрузка останется устойчивой, а f снизится соответственно дефициту мощности
2. Если до отделения Q_n покрывалась от сети, то отделение вызовет снижение U тем более значительное, чем ниже $U_{Г0}$, что приведет к снижению активной нагрузки, возможному опрокидыванию двигательной нагрузки с повышением f (АЧР неэффективно)





Влияние устойчивости нагрузки на выбор УВ от действия МДА

Если при отделении от сети устойчивость нагрузки не нарушается, то задержки в срабатывании АЧР и снижение уставок по f на послеаварийный установившийся режим практически не оказывают влияния, если кратковременное снижение f , вызванное запаздыванием срабатывания АЧР, допустимо для ГУ



Работа АЧР при $f = 49,2$ Гц, в одном случае (жирные линии) через 0,2 с, во втором – через 2 с (тонкие линии), отключается 30% нагрузки

Аналогично рис.1, но отключается 35% нагрузки



Для большинства электроприемников кратковременное глубокое снижение частоты, как правило, является безопасным, однако, при выборе устройств ПА и их уставок необходимо проводить анализ устойчивости нагрузки при моделировании электрических режимов



Потеря части генерации без КЗ в основной сети (ТГ и ГПУ)

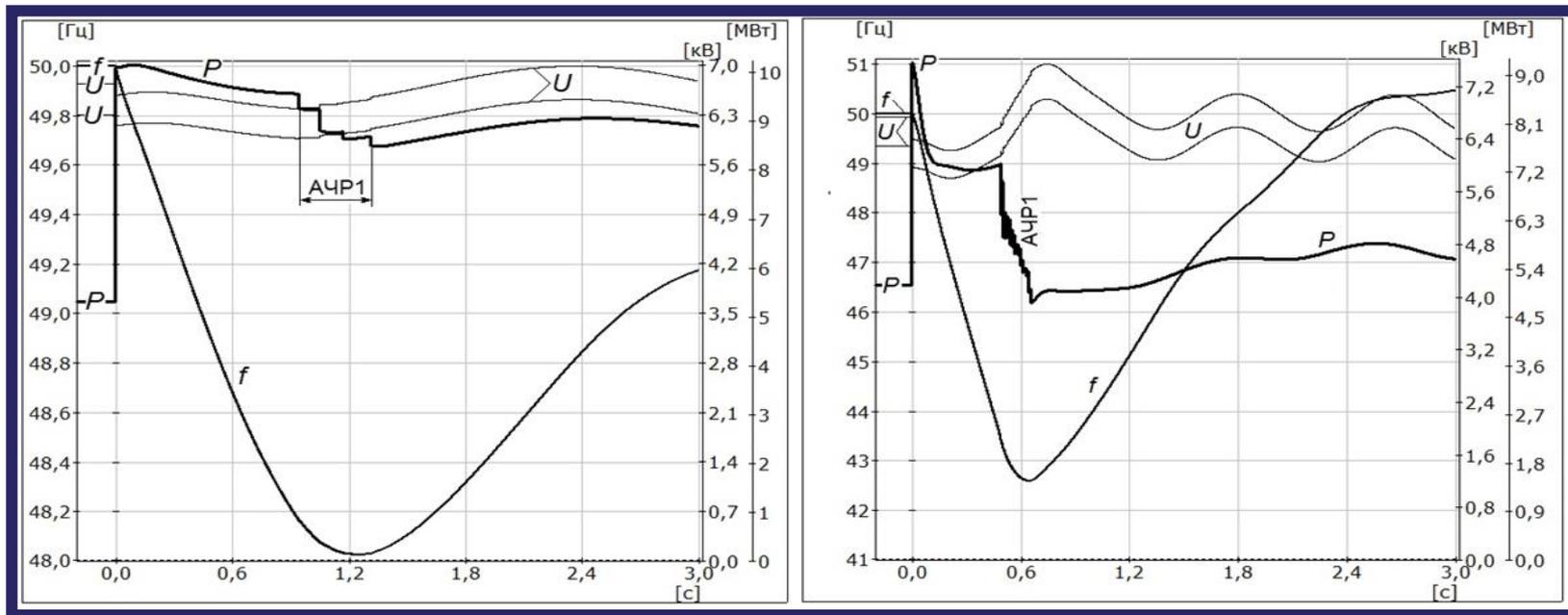


Рис. 1. Отключение одного ТГ из двух,
 $f_{\min} = 48,0$ Гц, срабатывает АЧР1
в объеме 1,5 МВт (14%)

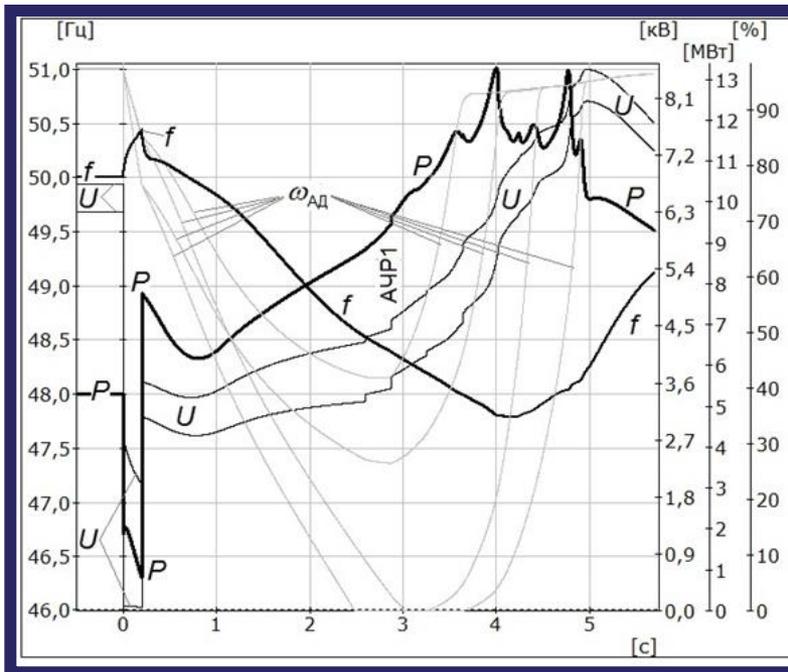
Отключение трех ГПУ из шести,
 $f_{\min} = 42,6$ Гц, срабатывает АЧР1
в объеме 5,5 МВт (52%)

Значительные отличия процессов обусловлены двумя факторами:

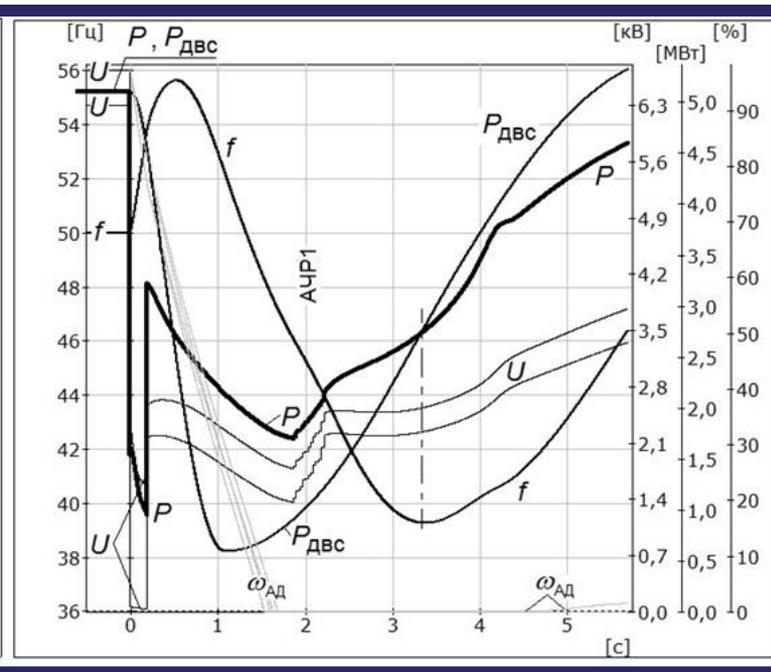
1. Газопоршневые установки характеризуются малыми значениями механической постоянной инерции генераторов: $T_J \approx 1 \div 2$ с при том, что у паротурбинных генераторов тепловых электростанций $T_J \approx 6 \div 9$ с.
2. У ГПУ скорость увеличения мощности при набросе нагрузки заметно меньше (инерционность турбонаддува – управляющего подачей воздуха в ГПУ)



Отключение части генераторов при КЗ в основной сети



Отключение одного ТГ из двух при
трехфазном КЗ, $f_{\min} = 47,8$ Гц, срабатывает
АЧР1 в объеме 2,23 МВт (21%)



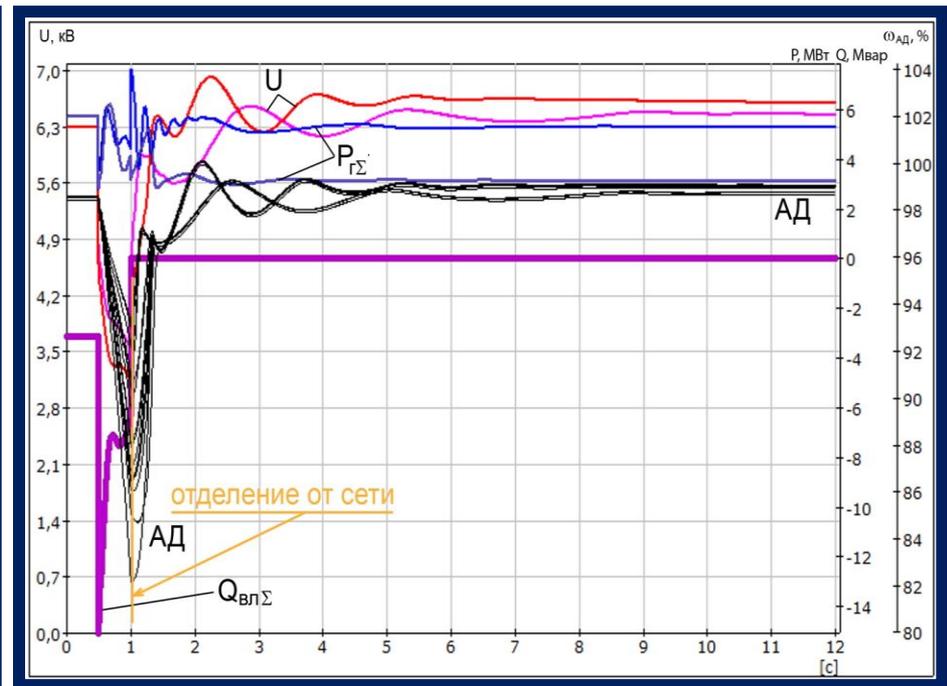
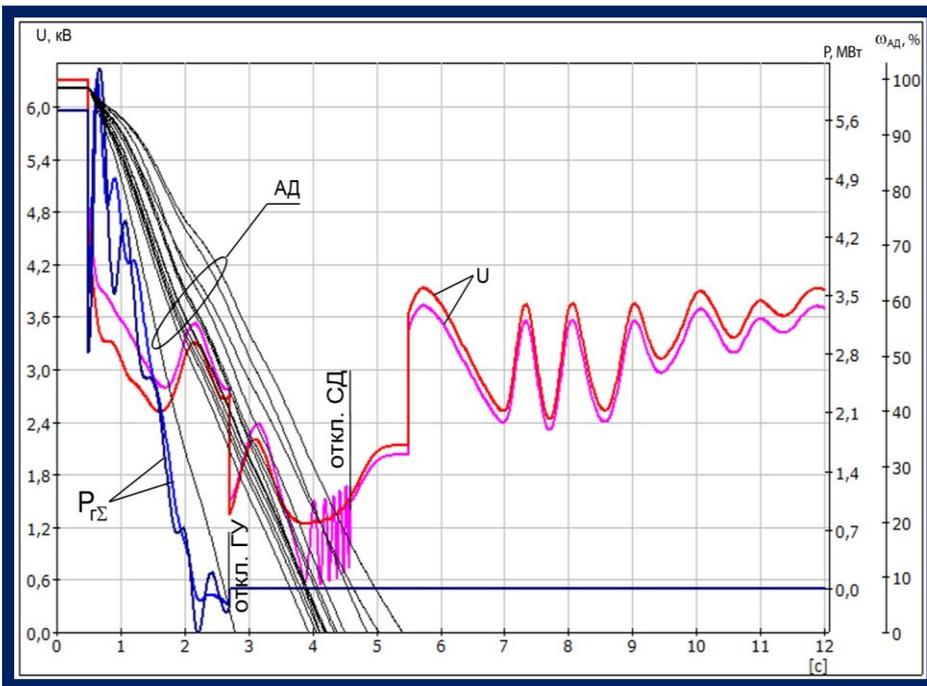
Отключение трех ГПУ из шести при
трехфазном КЗ, $f_{\min} = 39,3$ Гц, срабатывает
АЧР1 в объеме 5,5 МВт (52%)

Зафиксированы значительные отклонения частоты из-за меньших моментов инерции ДВС и меньшей скорости набора нагрузки

ДВС тормозятся значительно быстрее, соответственно U снижается глубже, а при низком U все электродвигатели останавливаются, однако после разгрузки, по мере нарастания мощности ДВС, f и U скорости некоторых двигателей начинают возрастать медленно, что вероятности отключений ГПУ и двигателей велика



Отделение при провалах напряжения с угрозой развития лавины напряжения



Лавина напряжения, обусловленная опрокидыванием большинства АД, и отключение всех шести ГПУ действием устройств РЗ от понижения напряжения

То же возмущение, но с учетом действия МДА через 0,5 с после начала КЗ

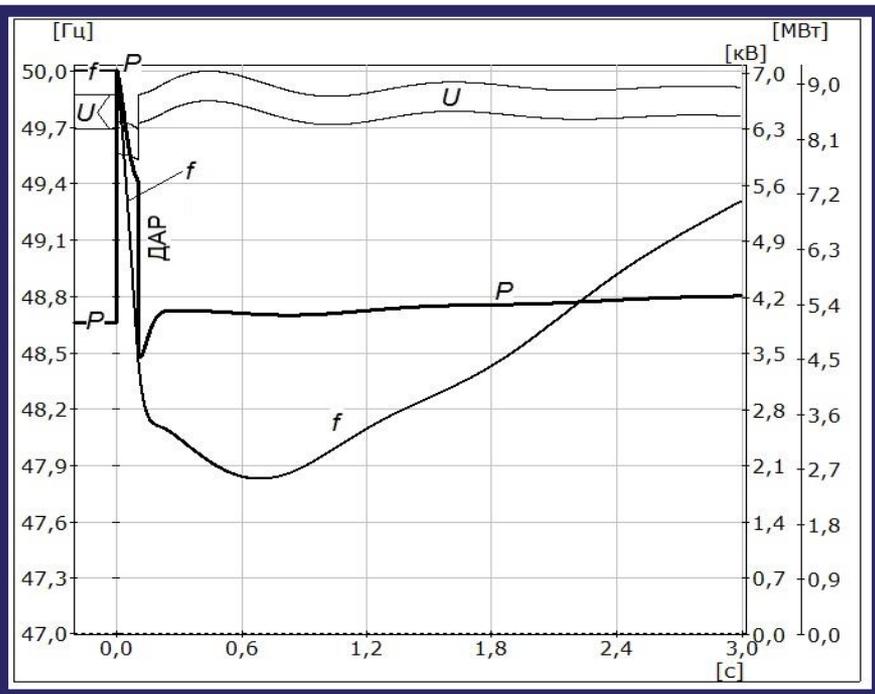


В случае применения МДА, действующей через 0,5 с после начала КЗ, отключений ГПУ и электроприемников не наблюдается, таким образом целесообразность использования МДА в данной схемно-режимной ситуации очевидна



Эффективность использования ДАР в случае применения ГПУ

В большой энергосистеме применение разгрузки, более быстродействующей, чем АЧР1, сопряжено со многими трудностями, однако в не слишком большой автономной сети это выполнить реально. Дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) может срабатывать по факту получения команд на отключение генераторов или связи энергорайона с внешней сетью



Если снижение скорости вращения выходного вала ГПУ может быть недопустимым, нужно ускорить разгрузку при возникновении аварийного дефицита активной мощности

Необходимость в этом возникает также, если при вероятных авариях и использовании АЧР снижения частоты могут выйти за границу, допустимую по условиям сохранения технологии основного производства

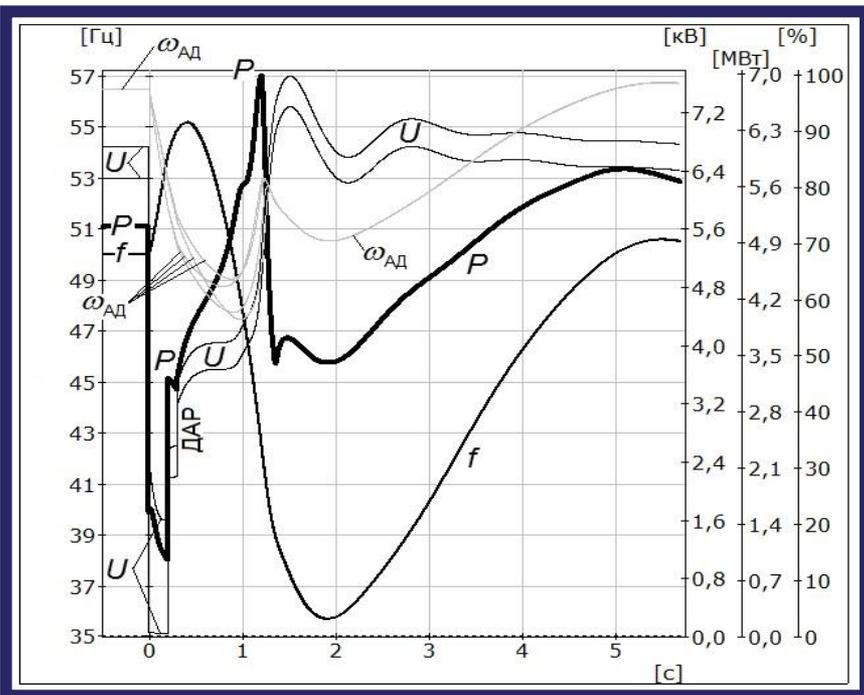
Отключение трех ГПУ из шести с применением ДАР, $f_{\min} = 47,8$ Гц, в объеме 5,5 МВт (52%)

! Принимая время реализации управляющих воздействий ДАР в размере 0,1 с, получаем более благоприятный процесс как для электроснабжения электроприемников, так и для газопоршневых установок



Эффективность использования ДАР в случае применения ГПУ и КЗ в сети

Исследована эффективность замены АЧР1 на ДАР (принято, что ДАР срабатывает через 0,1 с после ликвидации КЗ и отключения секции шин с тремя ГПУ)



Быстрая разгрузка ДАР ограничивает снижение напряжений в сети и обеспечивает достаточно быстрый самозапуск электродвигателей

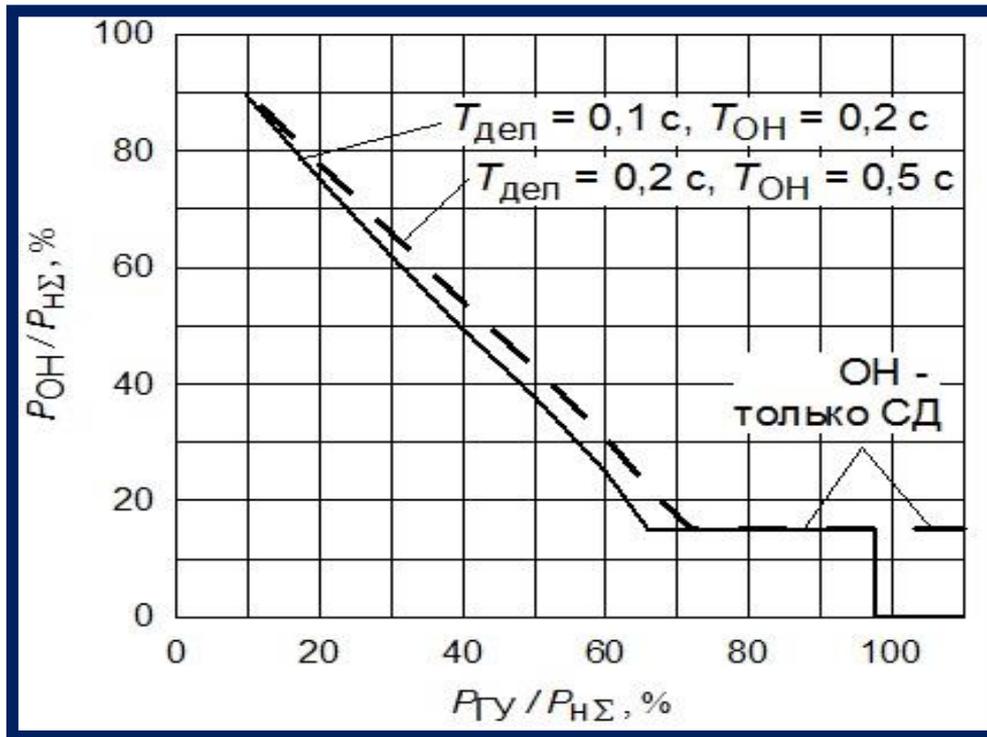
В процессе, показанном на рис., кроме минимума скоростей вращения АД при $t \approx 1$ с, имеется второй минимум при $t \approx 2$ с, общий для всех показанных скоростей АД(t), по причине глубокого снижения частоты

Отключение трех ГПУ из шести с применением ДАР, $f_{\min} = 35,7$ Гц, в объеме 5,5 МВт (52%)

Для восстановления нормальной работы электродвигателей ДАР эффективна, но в данном случае, при использовании ГПУ как основного источника питания, применение ДАР увеличивает амплитуду колебаний частоты, хотя и уменьшает время работы ГПУ с пониженной частотой. В какой мере это допустимо для ГПУ, определяют их электрические и технологические защиты



Оценка эффективности быстродействия МДА с применением ОН



Необходимые объемы ОН при различных суммарных мощностях ГУ

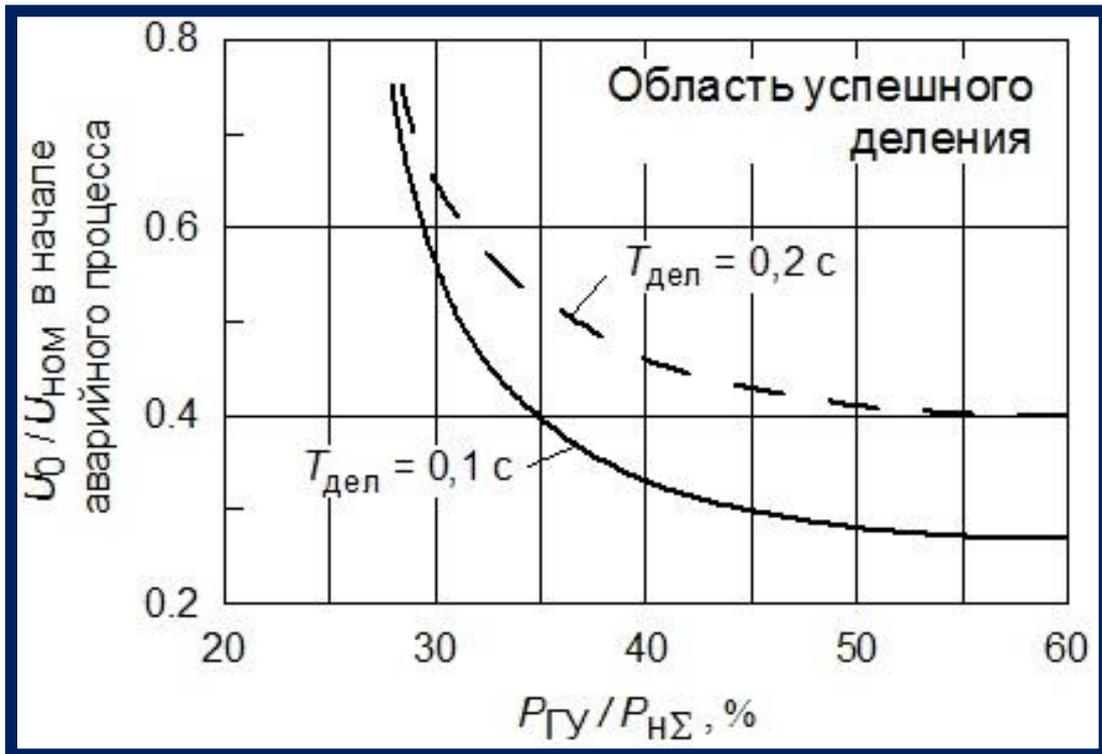


Время деления от начала возмущения в сети внешнего электроснабжения рассматривается как допустимое, если на объекте, в результате действия МДА, не возникает ни лавины напряжения, ни отключений ГПУ.

Приемлемое время срабатывания МДА можно получить в том случае, если начальный дефицит активной мощности в энергорайоне не превышает 40-45%



Влияние быстродействия МДА на деление без применения ОН



Видны значительные различия между кривыми предельных значений

$$U_0 / U_{\text{ном}} = f(P_{\text{Гу}} / P_{\text{н}\Sigma}),$$

полученными для $T_{\text{дел}} = 0,1 \text{ с}$ и $0,2 \text{ с}$.

Справедливо и обратное, что при неглубоких провалах напряжения в сети внешнего электроснабжения (при $U_0 / U_{\text{ном}} \approx 0,7 \div 0,8$) представленные кривые практически сливаются

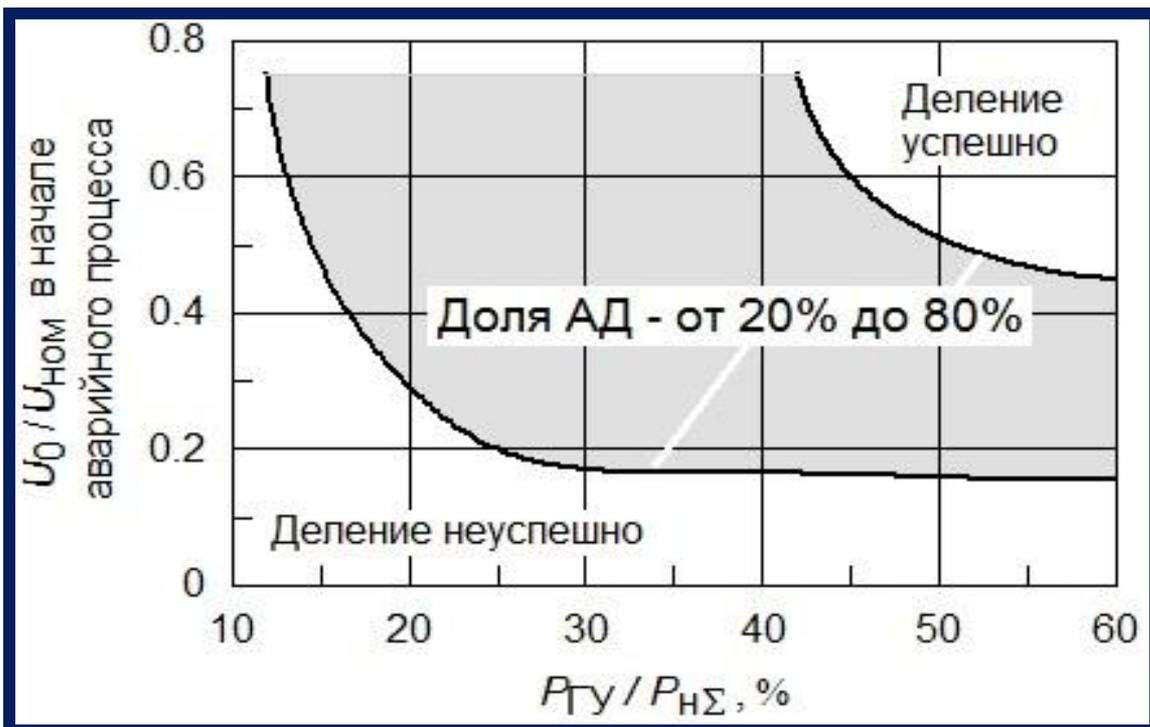
Влияние быстродействия МДА на успешность деления без применения ОН



Если провал напряжения в сети внешнего электроснабжения достаточно глубокий, то лавина напряжения будет развиваться достаточно быстро, что потребует максимального быстродействия МДА для минимизации объемов ОН или отказе от него



Исследование области успешного деления



Зависимость положения границы области успешного деления от изменения состава нагрузки

Расчеты были выполнены для $T_{дел} = 0,1$ с без применения ОН, при этом область успешного деления характеризуется такими схемно-режимными условиями, когда все параметры находятся в области допустимых режимов

! Граница области успешного деления действием МДА должна определяться на стадии проектирования МДА на основании проведения многочисленных расчетов режимов для рассматриваемого энергорайона с конкретным составом нагрузки



ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

■ При проектировании МДА необходимо производить оценку возможности как успешного отделения энергорайона, так и обеспечения надежного электроснабжения потребителей в островном режиме работы, посредством анализа результатов расчетов электрических режимов

■ Выполнение корректного комплекса расчетов электрических режимов в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке, невозможно без правильного учета параметров нагрузки, которые оказывают существенное влияние на принимаемые технические решения по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА

■ Основным показателем эффективности МДА служит минимально необходимый объем отключения нагрузки, требуемый для обеспечения успешного отделения энергорайона в островной режим работы, а это в значительной степени зависит от ее быстродействия, особенно при глубоких провалах напряжения перед отделением

■ Приемлемое быстродействие МДА с учетом ОН можно получить, если начальный дефицит активной мощности в энергорайоне не превышает 40-45%, следовательно, для энергорайонов с меньшими суммарными мощностями ГУ на объектах РГ целесообразно рассматривать вопрос выделения в островной режим ответственных электроприемников



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Илюшин Павел Владимирович
ilyushin.pv@mail.ru