МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ
Проректор
_____ Ю.А. Ткачева
«2» 11 2026 г.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Методические указания к практическим занятиям
для студентов направления подготовки 13.04.02
Электроэнергетика и электротехника

Курск 2026

УДК 621.31

Составители: В.И. Бирюлин, Д.В. Куделина, А.О. Танцюра

Рецензент:
Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение»
В.Н. Алябьев

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистемах: методические указания к практическим занятиям / Юго-Зап. гос. ун-т; сост.: В.И. Бирюлин, Д.В. Куделина, А.О. Танцюра. – Курск, 2026. – 19 с.: – Библиогр.: с.19.

Содержат сведения по расчету статической и динамической устойчивости, параметров действия устройств противоаварийной автоматики.

Предназначены для направления подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать 2.11.26. Формат 60х84 1/16.
Усл.печ.л. 1,1. Уч.–изд.л. 1. Тираж 100 экз. Заказ 432
Бесплатно.
Юго-Западный государственный университет.
305040, г.Курск, ул.50 лет Октября, 94

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

РАСЧЕТЫ СТАТИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Цель работы: *ознакомление с основными способами расчетов статической и динамической устойчивости энергосистем.*

Краткие методические указания

Статическая устойчивость (СУ) представляет собой способность системы возвращаться в исходное состояние при малых возмущениях. Примерно 70% нарушения устойчивости энергосистем происходит как нарушение статической устойчивости.

Это объясняется тем, что экономически целесообразные пути развития (введение генерирующей мощности, рост номинального напряжения, рост протяженности электропередачи, объединение систем на параллельную работу) наряду с положительными сторонами обеспечивают снижение устойчивости.

Задачи исследования СУ делятся на две большие группы, которые различаются целью исследования, математическим описанием и применяемыми методами. При исследованиях апериодической статической устойчивости необходимым условием является положительность свободного члена характеристического уравнения $a_n > 0$ при $a_0 > 0$.

Если это условие нарушается ($a_n < 0$), то по крайней мере один действительный корень переходит из левой полуплоскости в правую и становится положительным, этот переход и приводит к нарушению устойчивости, т.е. сползанию. Для проверки можно найти корни характеристического уравнения.

Основной причиной нарушений динамической устойчивости (ДУ) энергосистем являются короткие замыкания, приводящие к резким изменениям электромагнитных моментов синхронных машин. Резкие изменения режима энергосистемы сопровождаются внезапными изменениями активной мощности электрических машин и соответствующими нарушениями баланса между механическими и электромагнитными моментами машин. Поэтому

ДУ определяется как способность энергосистемы восстанавливать исходное состояние, или близкое к исходному, после действия больших возмущений.

Для исследования ДУ может использоваться правило площадей – для сохранения устойчивости генератора в энергосистеме необходимо и достаточно, чтобы площадь возможного торможения была больше или равна площади ускорения.

Также можно исследовать ДУ путем решения дифференциального уравнения (или системы уравнений). В результате решения находится зависимость изменения угла генератора δ от времени, или функция $\delta = f(t)$. По данной функции делается вывод о сохранении или нарушении ДУ при возникновении больших возмущений в рассматриваемой энергосистеме.

Порядок выполнения работы

1. Для заданной преподавателем системы составить характеристическое уравнение для оценки СУ.
2. Выполнить оценку СУ по коэффициентам составленного характеристического уравнения.
3. Выполнить расчет корней составленного характеристического уравнения, сделать вывод по сохранению СУ.
4. Для заданной преподавателем системы и возмущения применить правило площадей и сделать оценку ДУ.
5. Для заданной преподавателем системы и возмущения составить дифференциальное уравнение процесса (систему дифференциальных уравнений), получить решение и сделать оценку ДУ.

Контрольные вопросы

1. Виды нарушений устойчивости в энергосистемах.
2. Необходимое и достаточное условие сохранения устойчивости.
3. Порядок составления характеристического уравнения.
4. Критерии устойчивости.
5. Обоснование правила площадей.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Цель работы: *расчет параметров действия устройств автоматического регулирования частоты и активной мощности.*

Краткие методические указания

Частота является одной из важнейших характеристик электрической энергии. При изменении частоты у большинства потребителей, содержащих синхронные и асинхронные двигатели, меняется мощность и соответственно производительность. Существенное влияние оказывает отклонение частоты на работу самой энергосистемы.

Отклонение частоты является следствием нарушения баланса мощностей турбины и генератора (нагрузки). В установившемся режиме при неизменном открытии регулирующего органа и частоте вращения мощность турбины равняется электромагнитной мощности генератора (включая потери).

Так как нагрузка системы все время меняется, то для поддержания постоянства частоты вращения агрегатов системы необходимо менять мощности, развиваемые турбинами так, чтобы все время сохранялся баланс мощностей, вырабатываемой и потребляемой. Такое непрерывное сохранение баланса мощностей в энергосистеме должно выполняться автоматически.

Чтобы поддерживать частоту постоянной, необходимо сохранять баланс мощностей – потребляемой и генерируемой.

При регулировании частоты несколькими агрегатами, помимо основной задачи поддерживания частоты на заданном уровне, возникает задача распределения нагрузки между регулирующими агрегатами. Существует несколько методов регулирования частоты в энергосистемах.

Сущность метода ведущего агрегата заключается в том, что один из агрегатов системы настраивается по астатической, а все остальные – по статической характеристике. Агрегат, настроенный на астатическую характеристику, называют ведущим.

Учитывая форму записи астатической и статической характеристик, закон регулирования по методу ведущего агрегата можем записать в следующем виде:

- для ведущего агрегата:

$$\Delta f = 0; \qquad (1)$$

- для остальных генераторов системы:

$$\begin{aligned} &\Delta f + s_2 \Delta P_2 = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ &\Delta f + s_n \Delta P_n = 0; \end{aligned} \qquad (2)$$

где Δf - отклонение частоты;

s - коэффициент статизма;

ΔP - отклонение активной мощности.

Основным недостатком метода ведущего генератора является то, что мощности одного генератора, как правило, недостаточно для покрытия неплановых нагрузок системы. Для увеличения регулировочного диапазона по мощности к регулированию частоты в системе привлекают не один ведущий генератор, а целую станцию, обычно гидростанцию. Такую станцию называют ведущей. Агрегаты на всех станциях, кроме ведущей, настраивают на статические характеристики.

Агрегаты ведущей станции настраивают на астатические характеристики, при этом характеристика всей системы получается также астатической. Учитывая форму записи астатической и статической характеристик, закон регулирования по методу ведущей станции можем записать в следующем виде:

$$\Delta f + k(P_{\text{ф}} - P_{\text{з}}) = 0\,, \qquad (3)$$

где k - коэффициент регулирования;

$P_{\text{ф}}$ - фактическая мощность;

$P_{\text{з}}$ - заданная мощность.

По методу мнимостатических характеристик к регулированию частоты могут одновременно привлекаться агрегаты нескольких станций системы. Это регулирование производится по следующему закону:

$$\Delta f + k_1(P_1 - k_{д1}\Sigma P_n) = 0;$$

$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4)$$

$$\Delta f + k_n(P_n - k_{д1}\Sigma P_n) = 0;$$

где Δf - отклонение частоты;

P_n - фактическая мощность n-го генератора;

ΣP_n - суммарная нагрузка n регулирующих генераторов;

$k_{д1}\Sigma P_n$ - заданная мощность, которую должен принять на себя агрегат в процессе регулирования.

Порядок выполнения работы

1. Для заданной преподавателем схемы определить основные параметры.
2. Выполнить расчет параметров действия устройств регулирования частоты и активной мощности для различных законов регулирования.
3. Повторить п.1 и п.2 для других заданных схем.

Контрольные вопросы

1. Назначение регулирования частоты и активной мощности в энергосистемах.
2. Достоинства и недостатки регулирования по методу ведущего агрегата.
3. Достоинства и недостатки регулирования по методу ведущей станции.
4. Достоинства и недостатки статического регулирования

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЧАСТОТЫ

***Цель работы**: определение параметров действия устройств автоматики ограничения повышения частоты.*

Краткие методические указания

Автоматика ограничения повышения частоты предназначена для защиты местных тепловых электростанций при возникновении аварийного избытка мощности, сосредоточенного на гидростанции. Число оборотов гидротурбин ввиду медленного действия их регуляторов при избытках мощности может значительно превышать (110–112)%. Вместе с тем такое число оборотов считается максимально допустимым для тепловых турбин: при его достижении, в соответствии с ПТЭ, должны срабатывать автоматы безопасности тепловых турбин и закрывать доступ пара в них.

Дальнейшее увеличение частоты может привести к повреждению тепловых турбин, так как генераторы перейдут в двигательный режим и будут увеличивать частоту вращения. Также неблагоприятно может влиять повышение частоты и на работу агрегатов собственных нужд и местной нагрузки станции.

Для того чтобы остановить процесс увеличения частоты непосредственно в момент отключения гидрогенераторов от автоматики, необходимо уменьшить генерирующую мощность энергосистемы на величину:

$$\Delta P_{\text{о.г.}} = P_{\text{г.о.}}(1 - k_{\text{г}}\,\Delta f_{\text{д}}) + P_{\text{т.о.}}(1 - k_{\text{т}}\Delta f_{\text{д}}) - P_{\text{н.о.}}(1 + k_{\text{н}}\,\Delta f_{\text{д}}), \quad (1)$$

где $P_{\text{г.о.}}$, $P_{\text{т.о.}}$, $P_{\text{н.о.}}$ - исходная мощность гидрогенераторов, турбогенераторов и нагрузки;

$\Delta f_{\text{д}}$ - увеличение частоты энергосистемы к рассматриваемому моменту;

$k_{\text{г}}$, $k_{\text{т}}$, $k_{\text{н}}$ - коэффициенты, учитывающие изменение мощности гидротурбин, тепловых турбин и нагрузки при изменении частоты.

Поскольку точное значение $\Delta P_{\text{о.г.}}$ в условиях реальной энергосистемы оценить трудно, для облегчения настройки

автоматики и повышения точности ее работы целесообразно выполнять ее двухступенчатой.

Обычно при расчетах выражение упрощают, приняв $k_г = 0$ (мощность гидрогенераторов за время повышения частоты до уставки второй ступени значительно не меняется), $k_т \Delta f_д = 0$ (турбогенераторы полностью разгружаются), $k_н = 2$:

$$\Delta P_{о.г.1} = P_{г.о.} - P_{н.о.}(1 + 2\Delta f_д). \qquad (2)$$

Вторая ступень срабатывает только в случае неточного определения $\Delta P_{о.г.1}$, т.е. служит для корректировки действия первой ступени.

Для резервирования автоматики ограничения повышения частоты, установленной на ГЭС, применяется делительная автоматика, реагирующая на повышение частоты и действующая на отключение линии связи между тепловой станцией с выделенной на нее нагрузкой и гидростанциями. Уставка реле частоты делительной автоматики выбирается несколько большей, чем $f_{ср2}$.

Порядок выполнения работы

1.Для заданной преподавателем схемы определить параметры генераторов и нагрузки.

2. Определить параметры действия первой ступени автоматики ограничения повышения частоты.

3. Определить параметры действия второй ступени автоматики ограничения повышения частоты.

4. Повторить п.1 - п.3 для другого варианта схемы.

Контрольные вопросы

1. Причины повышения частоты в системе.
2. Последствия повышения частоты в системе.
3. Способы ограничения повышения частоты в системе.
4. Почему используются две ступени автоматики ограничения повышения частоты.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ

***Цель работы**: изучение определение параметров действия устройств автоматической частотной разгрузки.*

Краткие методические указания.

Некоторые аварии могут привести к возникновению дефицита мощности, который не ликвидируется при полном использовании вращающегося резерва мощности. Тогда частота будет снижаться и достигнет определенного значения, при котором в энергосистеме вновь установится баланс мощностей. Это обусловлено наличием регулирующего эффекта нагрузки по частоте, заключающегося в том, что с изменением частоты меняется потребляемая мощность.

Зависимость мощности нагрузки от частоты в установившемся режиме называется статической частотной характеристикой нагрузки. В общем случае при постоянном напряжении эта зависимость имеет вид:

$$P_{н} = \alpha_0 P_{н0} + \alpha_0 P_{н0}(f/f_0) + ... + \alpha_n P_{н0}(f/f_0)^n , \qquad (1)$$

где $P_{н0}$ - мощность нагрузки при частоте f_0;

α_0 ,.... α_n - доли общей нагрузки, имеющие соответствующую зависимость от частоты.

В диапазоне частот 45–50 Гц действительную частотную характеристику нагрузки можно приближенно заменить линеаризированной характеристикой и считать регулирующий эффект постоянным. По опытным данным величина этого эффекта составляет (1–3,5)% и увеличивается, если снижение частоты сопровождается снижением напряжения. Это означает, что при снижении частоты в энергосистеме на 1% (0,5 Гц) потребляемая нагрузкой мощность уменьшается на 1–3,5 %.

Аварийное понижение частоты ограничивается не только требованиями нормальной работы потребителей, но и условиями работы основного и вспомогательного оборудования электростанций. Уменьшение частоты вращения генераторов и

двигателей влияет на работу собственных нужд тепловых электростанций, в первую очередь питательных и циркуляционных насосов. При частоте около 45–46 Гц первые снижают производительность до нуля, а вторые – на 25–40 %, что, в свою очередь, влечет за собой резкое уменьшение вырабатываемой генераторами мощности и дальнейшее снижение частоты. В результате возникает «лавина частоты».

Процесс уменьшения частоты вызывает также уменьшение выработки реактивной мощности и, в то же время, увеличение ее потребления нагрузкой, что приводит к понижению напряжения в энергосистеме.

При частоте 43–45 Гц напряжение может снизиться до такого значения, при котором возникает «лавина напряжения».

Явления «лавины частоты и напряжения» протекают довольно быстро (от десятков секунд до нескольких секунд) и могут привести не только к полному сбросу нагрузки, но и к остановке всех или части электростанций энергосистемы. В таких условиях наиболее надежным и, что особенно важно, быстродействующим средством является автоматическое отключение нагрузки, называемое автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

По назначению устройства АЧР подразделяют на три основные категории:

1 АЧРI – быстродействующая разгрузка, предназначенная для предотвращения значительного снижения частоты. Выполняется в виде нескольких очередей разгрузки, имеющих различные уставки по частоте.

2 АЧРII – разгрузка, предназначенная для подъема частоты после действия устройств АЧРI, а также для предотвращения «зависания» частоты на недопустимом уровне и снижения ее при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности. Выполняется в виде нескольких очередей разгрузки с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени.

3 Дополнительная разгрузка, действующая по возможности селективно (только при возникновении местных дефицитов мощности) и предназначенная для ускорения разгрузки и увеличения ее объема при особо значительных (45% и более) дефицитах мощности, например, при аварийном отделении района или узла нагрузки от главного источника питания.

При снижении частоты ниже 49 Гц вращающийся резерв

мощности на тепловых электростанциях практически полностью мобилизуется. Поэтому верхний предел уставок по частоте для устройств АЧРI устанавливается 48,5 Гц. Нижний предел по частоте устройств АЧРI должен быть не ниже 46,5 Гц.

В указанном диапазоне частот очереди АЧРI распределяются равномерно с минимальным интервалом по частоте 0,1 Гц, который принят, исходя из точности устройств.

Для всех очередей устройств АЧРII принимается единая уставка по частоте, равная верхнему пределу уставок устройств АЧРI или несколько больше – до 0,5 Гц, но не выше 48,8 Гц. При необходимости подъема частоты до значений выше уставки срабатывания устройств АЧРII по условиям ресинхронизации районов или энергосистем целесообразно обеспечивать автоматическое повышение частоты возврата устройств АЧРII после их пуска.

Выдержка времени устройств быстродействующей разгрузки АЧРI выбирается минимальной по условиям предотвращения ложной работы реле частоты ($\leq$ 0,3 с).

В случае синхронных качаний устройства АЧРI с уставками по частоте 46,5–47,5 Гц практически не действуют, а для предотвращения ложной работы устройств АЧРI с уставками 47,5–49,0 Гц достаточна выдержка времени 0,25–0,3 с, а в большинстве случаев – 0,1–0,15 с.

Минимальная начальная уставка по времени устройств АЧРII составляет 5–10 с, а максимальная – 60 с. При наличии существенной резервной мощности на ГЭС и возможности ее мобилизации конечная уставка по времени устройств АЧРII может быть повышена до 70–90 с.

Минимальные интервалы выдержки времени между смежными очередями АЧРII принимаются равными Δt = 3 с.

Порядок выполнения работы

1.Для заданной преподавателем нагрузки определить группы зависимости от частоты.

2. Определить параметры действия устройств АЧРI.

3. Определить параметры действия устройств АЧРII.

4. Повторить п.1 - п.3 для другого состава нагрузки.

Контрольные вопросы

1. Причины снижения частоты.
2. Негативные последствия снижения частоты.
3. Виды устройств АЧР.
4. Принципы действия устройств АЧР.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

Цель работы: *определение параметров действия устройств автоматики ликвидации асинхронного режима*.

Краткие методические указания

Устройства автоматического прекращения асинхронного режима (АПАР) являются составной частью устройств противоаварийной режимной автоматики и предназначены для выявления и ликвидации асинхронного режима генераторов в энергосистеме.

Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости параллельной работы генерирующих источников. Различают двухмашинный и многомашинный асинхронный режим.

В первом случае он существует между двумя группами генераторов, внутри которых генераторы работают синхронно друг с другом; во втором – между тремя и более группами. При многомашинном асинхронном режиме должно автоматически выполняться отделение узлов, сохранивших синхронизм входящих в них генераторов, от остальных. После этого многомашинный асинхронный режим приводится к двухмашинному.

Проявляется асинхронный режим изменениями режимных параметров: напряжений, токов, мощностей, углов. Эти изменения могут использоваться в качестве выявительных признаков, отличающих асинхронный режим от синхронных качаний, КЗ и других ненормальных режимов работы.

Устройства автоматического прекращения асинхронного режима рекомендуется выполнять таким образом, чтобы они в первую очередь способствовали ресинхронизации, т.е. осуществляли мероприятия, направленные на установление баланса мощностей в несинхронно работающих частях энергосистемы. К таким мероприятиям относятся:

– быстрый набор нагрузки турбинами или частичное отключение потребителей в той части энергосистемы, в которой возник дефицит активной мощности;

– уменьшение генерирующей мощности путем воздействия на регуляторы турбин или на отключение части генераторов в той части энергосистемы, в которой возник избыток активной мощности.

Устройства, решающие эту задачу, должны не только выявлять сам факт возникновения асинхронного режима, но и определять знак скольжения в той части энергосистемы, где они установлены.

Автоматическое разделение энергосистемы допускается в заранее намеченных точках, если проведенные мероприятия не приводят к ресинхронизации после прохождения заданного числа циклов качаний или заданного времени. В случае недопустимости асинхронного режима или малой эффективности ресинхронизации устройства автоматики должны действовать возможно быстрее на деление асинхронно работающих частей энергосистемы. В сложных объединенных энергосистемах, как правило, не допускается существование длительного асинхронного режима, который должен ликвидироваться быстродействующими устройствами делительной автоматики.

В качестве пусковых органов используются: минимальные реле напряжения, максимальные реле тока, реле полного сопротивления или направленные реле сопротивления. Уставка пускового органа выбирается по условиям надежной отстройки с учетом коэффициента возврата от режима $\delta_{12} \approx 0°$ и обеспечения требуемой чувствительности при $\delta_{12} \approx 180°$:

- минимальное реле напряжения

$$U_{\text{ср}} \le \frac{U_{\text{раб.min}}}{k_{\text{н}} k_{\text{в}}}; \qquad (1)$$

- максимальное реле тока

$$I_{\text{ср}} \ge \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{а.р (0°) max}}; \qquad (2)$$

- реле полного сопротивления

$$z_{\text{ср}} \le \frac{z_{\text{рα (0°) min}}}{k_{\text{н}} k_{\text{в}}}; \qquad (3)$$

где $U_{ср}$, $I_{ср}$, $z_{ср}$ - уставка соответствующего реле;

$k_н$, $k_в$, $k_ч$ - коэффициенты надежности, возврата, чувствительности.

В наиболее часто встречающихся реальных режимах пусковой орган с реле полного сопротивления имеет большую чувствительность, чем пусковые органы с минимальными реле напряжения или максимальными реле тока. При выборе пускового органа, прежде всего, следует рассматривать возможность применения реле тока как самого простого и надежного. Если реле тока не проходит по чувствительности, проверяют возможность использования реле напряжения, а затем сопротивления.

Порядок выполнения работы

1.Для заданной преподавателем схемы энергосистемы определить параметры асинхронного хода.

2. Выбрать схему пускового органа.

3. Рассчитать параметры действия пускового органа.

4. Проверить выбранный пусковой орган на чувствительность при асинхронном ходе.

Контрольные вопросы

1. Основные способы определения асинхронного хода.

2. Достоинства и недостатки основных схем пускового органа автоматики ликвидации асинхронного хода.

3. Последствия возникновения асинхронного хода.

4. Как выбираются уставки пусковых органов автоматики ликвидации асинхронного хода?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

***Цель работы**: определение параметров действия устройств автоматики ограничения повышения напряжения.*

Краткие методические указания

Значительное повышение напряжения возможно при отключении достаточно протяженной линии электропередачи с одной стороны. Перенапряжения, возникающие в этом случае, могут быть значительными и опасными для электрооборудования и электрических сетей.

Для снижения напряжения автоматика ограничения повышения напряжения (АОН) может действовать на включение шунтирующих реакторов, если они были отключены, и на отключение линии, являющейся источником перенапряжения. В случае отказа выключателя линии АОН действует на отключение трансформатора подстанции с повышенным напряжением.

В качестве пускового органа автоматики используются три максимальные реле напряжения с повышенным коэффициентом возврата ($k_в \geq 0{,}95$), включенные на фазные напряжения. Повышенный коэффициент возврата необходим для обеспечения чувствительности при надежном возврате в нормальных эксплуатационных условиях. На подстанциях, где источником повышенного напряжения может быть любая из нескольких линий, применяется схема направленной автоматики с реле реактивной мощности.

Уставка срабатывания реле напряжения $U_{ср}$ определяется по следующей формуле:

$$U_{ср} = \frac{k_з U_{мах}}{k_в n_{TV}}, \qquad (1)$$

где $k_з$ - коэффициент запаса, равный 1,1;

U_{max} - максимально возможное в условиях эксплуатации кратковременное повышение напряжения на шинах защищаемой подстанции;

$k_в$ - коэффициент возврата;

n_{TV} - коэффициент трансформации трансформаторов напряжения.

Автоматика может иметь три ступени действия:

- первая ступень, срабатывающая без выдержки времени на включение шунтирующего реактора, отключенного по режиму;
- вторая ступень, срабатывающая с выдержкой времени на отключение линии, являющейся источником перенапряжения;
- третья ступень, срабатывающая с выдержкой времени на отключение трансформатора, подключенного к шинам защищаемой подстанции.

Порядок выполнения работы

1.Для заданной преподавателем схемы энергосистемы определить параметры.

2. Выбрать напряжение срабатывания реле пускового органа.

3. Рассчитать величину повышения напряжения после отключения линии.

4. Проверить условие срабатывания реле пускового органа.

Контрольные вопросы

1. Причины повышения напряжения на линии после отключения нагрузки.
2. По каким критериям выбирается напряжение срабатывания реле пускового органа.
3. Сколько ступеней может содержать автоматика ограничения повышения напряжения.
4. Как выбираются выдержки времени автоматики ограничения повышения напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гуревич, Ю.Е., Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах [Текст]: / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

2. Правила устройства электроустановок [Текст]. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. 4-й выпуск. – Новосибирск; Сиб.унив.изд-во, 2006. – 854 с.: ил.

3. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах [Текст]: Учебник для высших учебных заведений/ В.А. Веников. – М.: Высшая школа, 1978. – 536 с.

4. Глускин, И.З., Противоаварийная автоматика в энергосистемах [Текст]: И.З. Глускин, Б.И. Иофьев. – М.: Знак, 2009. – Т. 1. – 568 с.

5. Овчаренко, Н. И. Автоматика энергосистем [Текст]: учебник для вузов / Н. И. Овчаренко; под ред. А. Ф. Дьякова. – 3-е изд., исправленное. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 476 с.