

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ ЗАДАННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

АВТОРЫ:

И.С. СУПРУНОВ,
АО «НТЦ ЕЭС РАЗВИТИЕ
ЭНЕРГОСИСТЕМ»

Д.В. ДВОРКИН,
К.Т.Н.,
АО «НТЦ ЕЭС РАЗВИТИЕ
ЭНЕРГОСИСТЕМ»

А.В. ЛЯНЗБЕРГ,
К.Т.Н.,
ПАО «ФСК ЕЭС»

Н.Л. НОВИКОВ,
Д.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

В.К. ФОКИН,
К.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

А.Н. НОВИКОВ,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Современное устройство
продольной компенсации



Активная мощность — это энергия, которую каждый потребитель использует в своих

нуждах. Ее следовало бы назвать «полезной», но в электротехнике ее принято называть «активной мощностью».

Ключевые слова: электроэнергетические системы; управляемая поперечная компенсация; алгоритм управления; система управления; слабозатухающие колебания; переходный процесс; колебания напряжения.

ВВЕДЕНИЕ

В некоторых режимах работы энергосистемы (ЭС) изменения конфигурации сети при различных возмущениях и величинах загрузки агрегатов в режиме, предшествующем возмущению, могут приводить к возникновению слабозатухающих качаний роторов генераторов с возможным самораскачиванием и их выходом из синхронизма [1]. Для предотвращения таких явлений приходится вводить ограничения на эксплуатационные режимы оборудования электрической сети, а в случае их недостаточности применять автоматику ликвидации асинхронных режимов (АЛАР) с действием на отключение межсистемных связей.

Переходный процесс не должен затягиваться на длительное время, так как при качаниях изменяется напряжение в узлах нагрузки, что влечет за собой риски нарушения устойчивости работы ЭС, ухудшение качества электрической энергии (КЭЭ) и нарушение условий работы электроприемников потребителей [2].

Длительное существование качаний роторов генераторов электроэнерге-

тической системы (ЭЭС) может привести к раскачиванию и выпадению из синхронизма удаленных от места возмущения отдельных генераторов или их групп. При управлении переходными режимами в ЭЭС необходимо не только сохранить динамическую устойчивость, т.е. предотвратить в первых циклах взаимных качаний роторов выпадение из синхронизма отдельных генераторов или подсистем, но и обеспечить затухание переходного процесса для стабилизации режима ЭЭС. При этом становится возможен переход ЭЭС в режим малых колебаний и далее в состояние равновесия, т.е. в установившийся режим.

В настоящее время разработан ряд устройств, позволяющих управлять параметрами электрического режима и потоками мощности по электросетевым элементам с достаточно высоким быстродействием [3]. В качестве мероприятия по уменьшению интенсивности колебаний предложено воздействовать на существующие в системе силовые управляемые устройства в составе «гибких линий» [4–6]. В качестве такого устройства было рассмотрено применение устройств управляемой поперечной компенсации (УШР, СТК, СТАТКОМ),

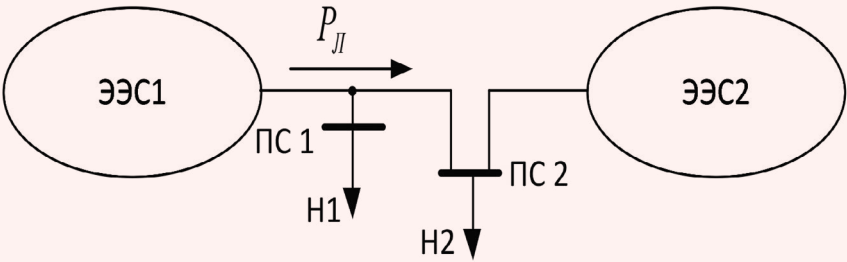
которые наряду со своими основными задачами (поддержание требуемого уровня напряжения в узлах нагрузки) могут быть использованы для ускорения затухания качаний мощности в отдельных энергорайонах [1, 7].

В данной статье рассматривается синтез системы управления поперечной компенсацией линией электропередачи (ЛЭП) для снижения интенсивности колебаний активной мощности по линии электропередачи и для повышения качества протекания переходного процесса в ЭС, а также увеличения скорости затухания взаимных качаний роторов синхронных машин в примыкающих подсистемах.

ОПИСАНИЕ СИНТЕЗА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ КОЛЕБАНИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО МЕЖСИСТЕМНЫМ СВЯЗЯМ

На примере ЭЭС1 и ЭЭС2 (рис. 1) можно рассмотреть взаимные качания роторов генераторов между ЭС, возникающие в результате обмена энергией ЭС во время переходного процесса и приводящие к колебаниям активной мощности по межсистемным связям. Для снижения интенсивности и продолжительности указанных взаимных качаний роторов синхронных генераторов необходимо управлять перетоком активной мощности по межсистемным связям на протяжении всего переходного

СХЕМА ЭЭС С ДВУМЯ ПОДСИСТЕМАМИ ЭЭС1 И ЭЭС2 И ДВУМЯ ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ПОДСТАНЦИЯМИ (ПС) 1 И 2



Обозначения: $P_{\text{л}}$ – активная мощность, передаваемая по ЛЭП; H_1 ; H_2 – нагрузка соответственно ПС1 и ПС2.

Рис. 1

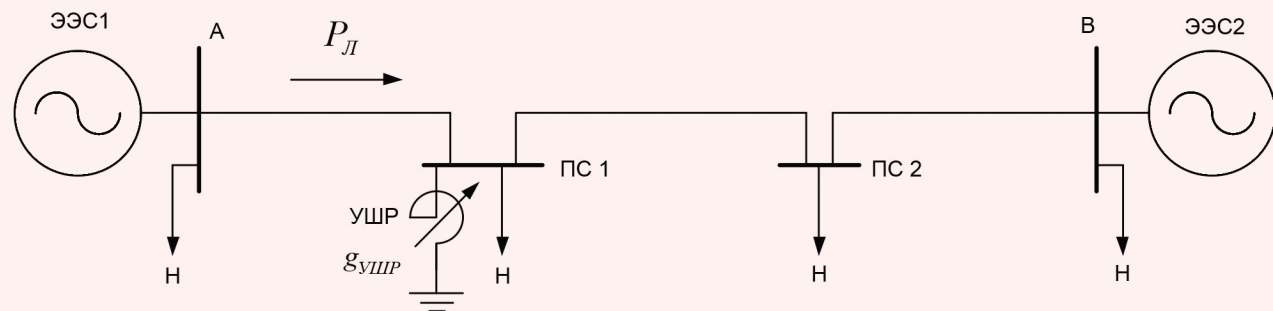
процесса до момента их полного за-
тухания.

Во время цикла качания существует момент, когда взаимное ускорение роторов эквивалентных генераторов

подсистем ЭЭС1 и ЭЭС2 равно нулю (рис. 2). В этот момент кинетические энергии связываемых подсистем равны. Активная мощность $[P]$, передаваемая по межсистемной связи в этот момент, принимает значение P_0 .

Для линии электропередачи, связывающей две такие подсистемы, это означает, что после некоторого числа колебаний мощности величина активной мощности P_0 будет равна значению передаваемой по ЛЭП

СХЕМА ИССЛЕДУЕМОЙ СЕТИ С ЭЭС1 И ЭСС2, СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗЬЮ С СИСТЕМОЙ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА БАЗЕ УШР



Обозначения: $g_{\text{УШР}}$ – проводимость УШР.

Рис. 2

ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПЕРЕХОДНОМ ПРОЦЕССЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ P_0

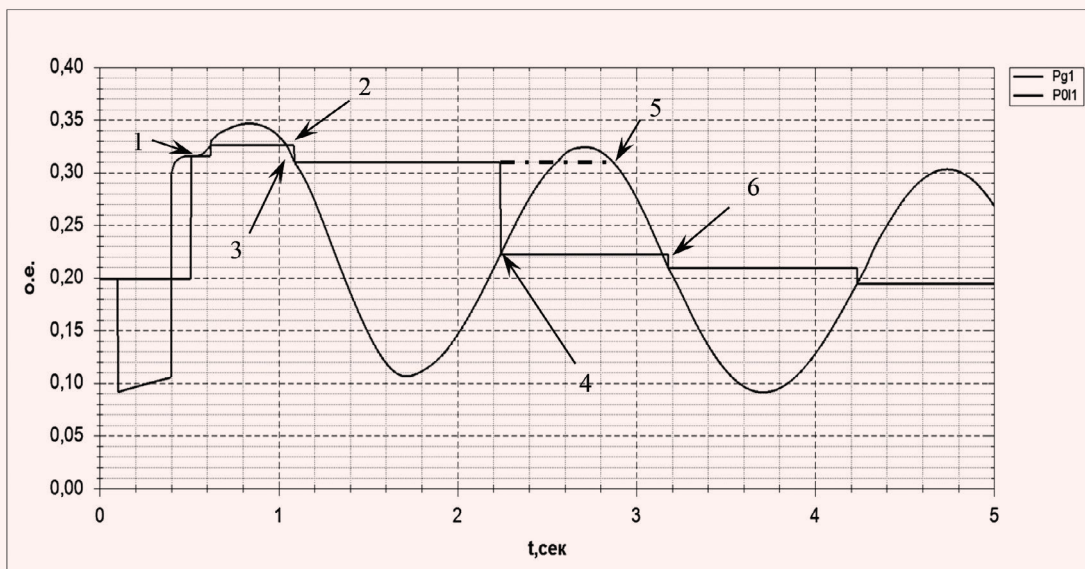


Рис. 3

АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВОМ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

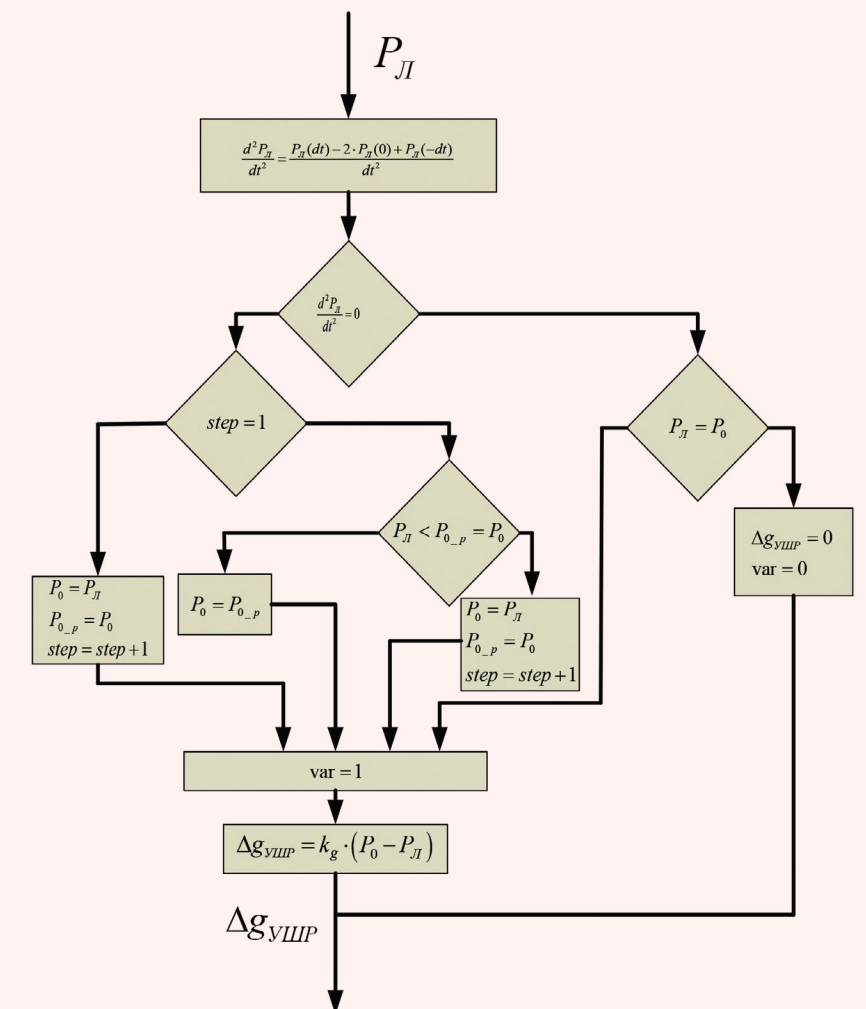


Рис. 4

активной мощности, $P_{\text{л}}$, и установившейся мощности, $P_{\text{уст}}$, после ликвидации возмущения ($P_{\text{л}} = P_0 = P_{\text{уст}}$).

Задачей предлагаемой системы управления является уменьшение величины отклонения перетока активной мощности по межсистемной связи от текущей величины P_0 в процессе взаимного качания роторов синхронных машин подсистем. При этом P_0 может изменяться во время протекания переходного процесса в зависимости от динамических свойств ЭС, действия автоматики, уровня напряжения в узлах ЭС, поведения нагрузок и генерирующего оборудования. Таким образом, управляющее воздействие следует подавать при переходе значения передаваемой активной мощности P_d через текущее значение P_0 , т.е. в момент времени t , когда $P_d = P_0$.

Задача уменьшения амплитуды колебаний передаваемой мощности по межсистемной ЛЭП с помощью управления устройством продольной компенсации (УПК) была рассмотрена в статье А.В. Булычёва и Е.Н. Колобродова [8], где предлагается алгоритм, основанный на анализе площадок ускорения и торможения ротора генератора для определения значения P_0 , что требует применения сложных математических вычислений и наличия каналов связи для передачи результатов измерений. В настоящей работе предложена система управления, основанная на расчете второй производной мощности P_{ω} , определяемой непосредственно в месте установки поперечной компенсации.

Поскольку описанная система предназначена для управления управляемыми шунтирующими реакторами (УШР), включая такие реакторы трансформаторного типа (УШРТ), то к этим устройствам предъявляются строгие требования по быстродействию. Известно, что большинство современных УШРТ обладают высокими показателями быстродействия, а отдельные модели способны реагировать

на изменения в системе с временем отклика до нескольких сотых секунд [9, 10]. Следует отметить, что заявленное пиковое быстродействие справедливо назвать избыточным, так как рассматриваемые в статье процессы протекают за время десятых долей секунд, а максимальное время отклика УШРТ не должно превышать 0,3–0,5 с. В рамках данной статьи рассматривается система, допускающая время отклика вплоть до 0,5–0,6 с. Иными слова-

ми, область применения предлагаемого алгоритма ограничивается ЭС с УШР/УШРТ, обладающими временем отклика до полусекундного интервала, но синтезированная система управления по-прежнему способна функционировать и в менее инертных ЭС. При этом требуемое быстрое действие определяется характером качаний мощности по межсистемной связи, т.е. параметрами связываемых подсистем.

ПЕРЕТОК АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ БЕЗ УЧЕТА
И С УЧЕТОМ УПРАВЛЕНИЯ УШР

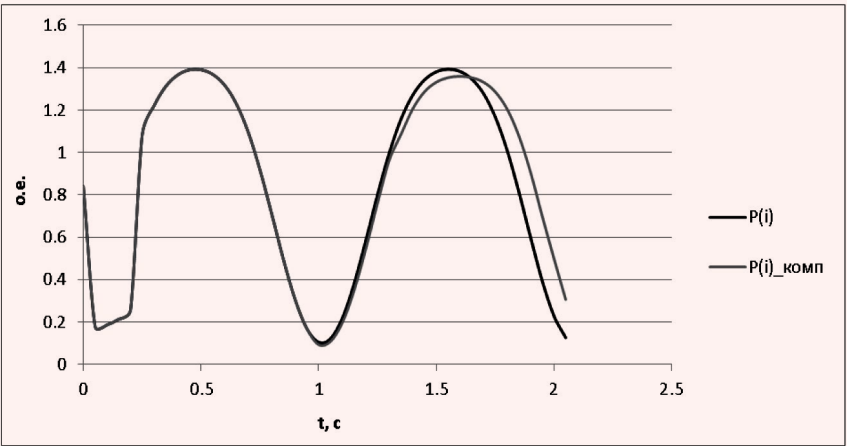


Рис. 5

При коротком замыкании в ЭЭС2 возникают слабозатухающие взаимные качания роторов эквивалентных генераторов, которые вызывают колебания передаваемой по ЛЭП мощности $P_{\text{л}}$ (рис. 3, в качестве базисной мощности принята величина 1500 МВт).

После отключения короткого замыкания (КЗ) длительностью 0,3 с переток активной мощности из ЭЭС1 в ЭЭС2 возрастает, и в точке 1 кинетическая энергия подсистем выравнивается (взаимное ускорение роторов генераторов равно нулю). Точка перегиба (точка 1) определяется как равенство нулю второй производной передаваемой активной мощности $P_{\text{л}}$ по времени:

$$\frac{d^2 P_{\text{л}}}{dt^2}, \tag{1}$$

где t — время, с.

В этот момент времени необходимо зафиксировать величину $P_0 = P_{\text{л}}$ и сформировать управляющее

воздействие на изменение нагрузки УШР, изменяемое во времени, согласно выражению:

$$g_{\text{УШР}}(t) = g_{\text{УШР}0} + k_g(P_0 - P_{\text{л}}(t)), \tag{2}$$

где $g_{\text{УШР}}$ — сформированная проводимость УШР; $g_{\text{УШР}0}$ — проводимость УШР в исходном установившемся режиме; k_g — коэффициент усиления по отклонению мощности от величины P_0 .

Управление в соответствии с выражением (2) осуществляется до точки 2 при текущем значении передаваемой мощности $P_{\text{л}} = P_0$. В точке 2 управляющее воздействие снимается, и дальнейшее изменение проводимости УШР от точки 2 до точки 3 не производится:

$$g_{\text{УШР}}(t) = \text{Const}. \tag{3}$$

В точке 3 наблюдается перегиб и фиксируется новое значение. Далее управление УШР осуществляется согласно выражению (2).

Если текущее значение передаваемой мощности $P_{\text{л}}$ в точке перегиба меньше, чем принятое ранее значение P_0 , смены значения P_0 не происходит и управление продолжается в соответствии с выражением (2) до момента времени, когда $P_{\text{л}} = P_0$. В этот момент управляющее воздействие снимается, а проводимость УШР отвечает условию (3).

В точке перегиба 6 принимается новое значение $P_{\text{л}} = P_0$, и процесс управления продолжается.

На рис. 4 представлен алгоритм управления устройством поперечной компенсации для уменьшения интенсивности качаний перетока активной мощности по межсистемной связи, сформированный на основании вышесказанного. Блок-схема отображает единичный шаг вычисления, выполняемый на каждом шаге расчета переходного процесса dt .

Для нахождения второй производной используется формула численного дифференцирования с остаточным членом в трех узлах, расположенных с постоянным шагом [11] (при этом представленный алгоритм в общем виде не зависит от способа взятия второй производной, а используемый подход является одним из возможных):

$$\frac{d^2 P_{\text{л}}}{dt^2} = \frac{P_{\text{л}}(dt) - 2P_{\text{л}}(0) + P_{\text{л}}(-dt)}{dt^2}. \tag{4}$$

Необходимо отдельно акцентировать внимание на том, что на практике взятие второй производной рассматриваемой функции может быть нетривиальной задачей. Так, для исключения влияния различных высокочастотных помех на конечный результат цикла «измерение — обработка — вычисление» должны применяться многоуровневые алгоритмы и системы, обеспечивающие достаточную помехозащищенность, в том числе путем спектральной фильтрации помех и полезного сигнала. Следует

ПЕРЕТОК АКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ ПО ЛЭП
С РАЗЛИЧНЫМ ПРЕДСТАВЛЕНИЕМ ПОДСИСТЕМ ЭЭС1 И ЭЭС2:
А) ЭЭС2 ПРЕДСТАВЛЕНА КАК ШИНЫ БЕСКОНЕЧНОЙ МОЩНОСТИ (ШБМ), НАПРЯЖЕНИЕ НА ШИНАХ ЭЭС2 ЗАФИКСИРОВАНО;
Б) ЭЭС1 ПРЕДСТАВЛЕНА КАК ШБМ, НАПРЯЖЕНИЕ НА ШИНАХ ЭЭС1 ЗАФИКСИРОВАНО;
В) ЭЭС1 И ЭЭС2 ПРЕДСТАВЛЕНЫ КАК ШБМ, НАПРЯЖЕНИЕ НА ШИНАХ ЭЭС1 И ЭЭС2 ЗАФИКСИРОВАНО, ЧАСТОТЫ В ЭЭС1 И ЭЭС2 НЕ РАВНЫ

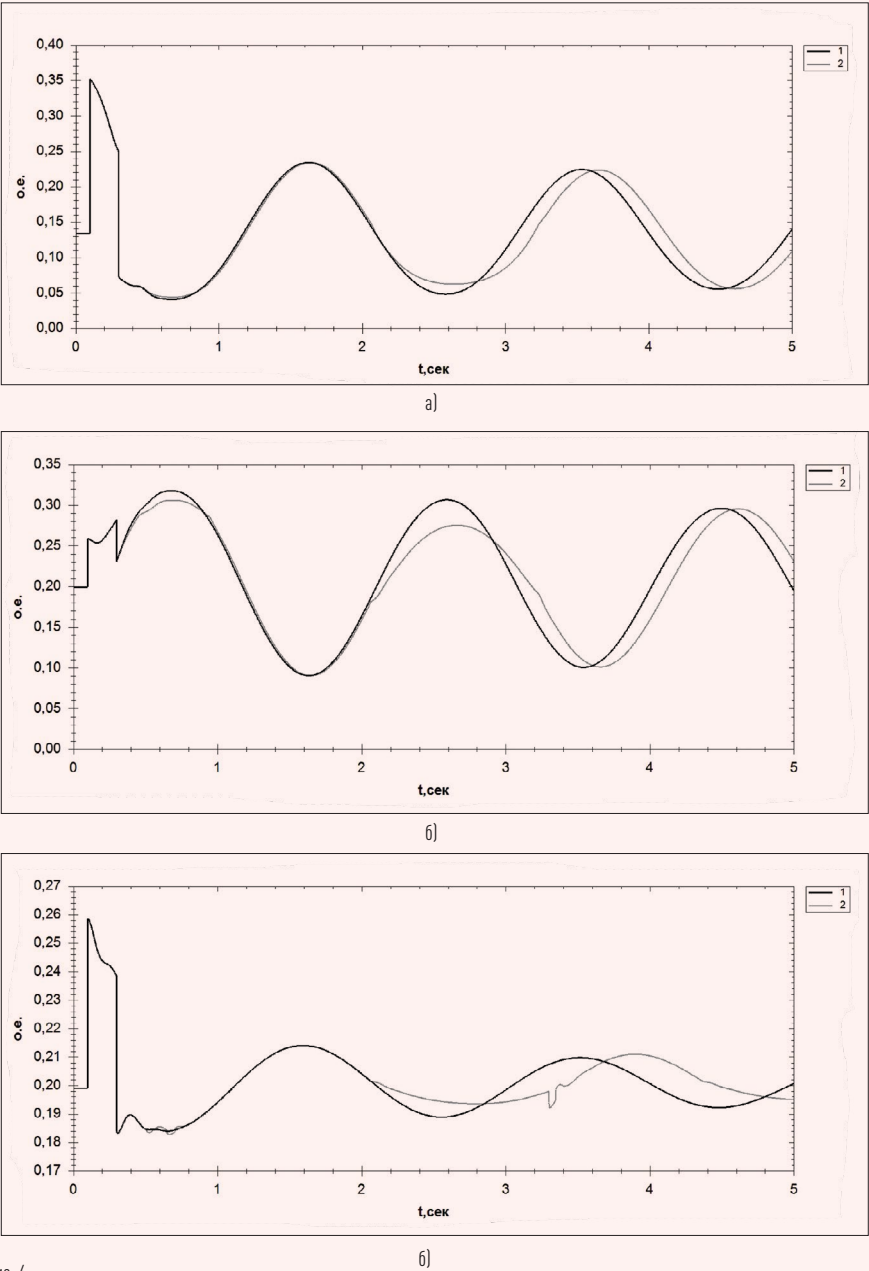


Рис. 6

Примечание: 1 – график изменения передаваемой по ЛЭП активной мощности без учета управления устройством поперечной компенсации; 2 – график изменения передаваемой по ЛЭП активной мощности с учетом управления устройством поперечной компенсации.

отметить, что в рамках описанной области исследования решение этой задачи возможно и при существующем аппаратном оснащении ЭС, поскольку в описанных условиях речь идет о достаточно низких частотах колебаний

активной мощности (единицы и доли герца).

При расчете переходного процесса для вычисления второй производной $P_{\text{л}}$ по формуле (4) сохраняются

значения передаваемой по контролируемой межсистемной связи активной мощности за три предыдущих шага расчета. Это позволяет при реализации устройства с разработанной системой управления использовать

мой между ними активной мощности. Происходит ее перераспределение между подсистемами: в избыточной части ЭС при увеличении передаваемой по ЛЭП мощности свыше значения P_0 активная мощность запасается во вращающихся синхронных машинах, в дефицитной части ЭС аналогичным образом ведет себя активная мощность при снижении передаваемой по ЛЭП мощности ниже значения P_0 . Представление одной из подсистем ЭС (ЭЭС1 или ЭЭС2) в виде шины бесконечной мощности (ШБМ) позволяет наглядно проследить процесс обмена энергией между подсистемами. Особенность шин бесконечной мощности, заключающаяся в способности принять и выдать необходимое количество энергии в процессе расчета переходного процесса, показывает, какую часть энергии запасают генераторы подсистем, а какую часть выдает или принимает ШБМ.

ИЗМЕНЕНИЕ ПРОВОДИМОСТИ УШР

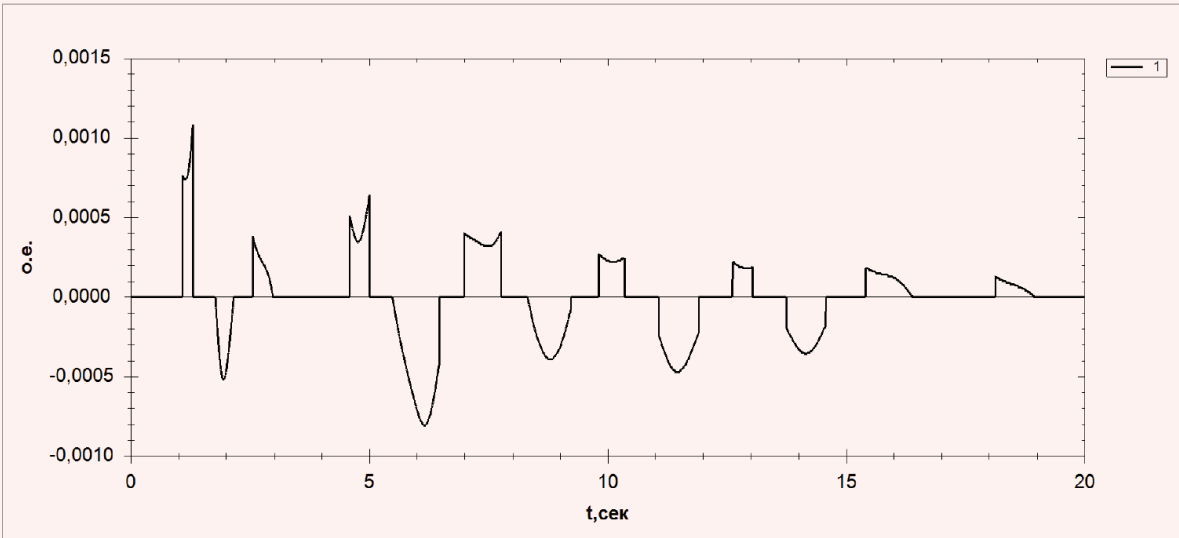


Рис. 9

На рис. 6а видно, что изменение проводимости УШР воздействует на отрицательную полуволну колебания, когда активная мощность, передаваемая в сторону ЭЭС2 (ШБМ), уменьшается, т. е. увеличивается выдача активной мощности в сторону ЭЭС2.

В случае когда в качестве ШБМ рассматривается избыточная подсистема (ЭЭС1, рис. 6б), воздействие оказывается на положительную полуволну колебания, т. е. уменьшается выдача активной мощности в сторону ЭЭС2.

Необходимо отметить, что при управлении поперечной компенсацией наблюдается увеличение периода колебаний активной мощности, передаваемой по рассматриваемой связи. Таким образом, энергия, передаваемая между подсистемами за оцениваемый период с учетом и без учета управления поперечной компенсацией, не изменяется, и управление изучаемым устройством не вносит заметный вклад в энергетический баланс в ЭС.

ПРИМЕНЕНИЕ
ПРЕДЛОЖЕННОЙ
СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
В СЛОЖНОЙ
МНОГОМАШИННОЙ ЭС

Схема исследуемой сложной многомашиной сети, содержащей две подсистемы с тремя генераторами в каждой, соединенные протяженной линией 220 кВ с промежуточными подстанциями, на одной из которых установлен УШР, представлена на рис. 7. По межсистемной связи мощность передается из ЭЭС1 в ЭЭС2. При коротком замыкании вблизи генератора Г2 возникают слабозатухающие взаимные качания роторов генераторов.

Следует отметить, что при моделировании сложной многомашиной системы, в зависимости от сценария эксперимента, генерирующее оборудование моделировалось и как ШБМ

с заданным вектором напряжения, и как автоматический регулятор возбуждения сильного действия (АРВ СД) с заданной уставкой по напряжению; сетевые элементы моделировались эквивалентными схемами замещения, а УШР — сосредоточенным поперечной проводимостью. Более подробно эквивалентирование элементов тестовой схемы описано ниже.

Представленные результаты моделирования переходных процессов получены в оригинальном расчетном комплексе и были подвергнуты процедуре сравнения с традиционными программными продуктами. В результате этого сравнения был сделан вывод о допустимой точности проведенных расчетов.

Мощность генератора Г1 составляет 300 МВт, Г2-Г6 — по 100 МВт. Реактор в расчетной схеме задан проводимостью с возможностью изменения по необходимому закону управления. Генератор Г1 оснащен быстродействующим регулятором скорости и мощности и выполняет задачу по поддержанию баланса в ЭС. АРВ

УГЛЫ РОТОРОВ ГЕНЕРАТОРОВ, Г2 (А) И Г4 (Б) ЭЛЕКТРИЧЕСКИ БЛИЗКИХ
К ТОЧКЕ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ:
1 — БЕЗ УЧЕТА УПРАВЛЕНИЯ УШР; 2 — С УЧЕТОМ УПРАВЛЕНИЯ УШР

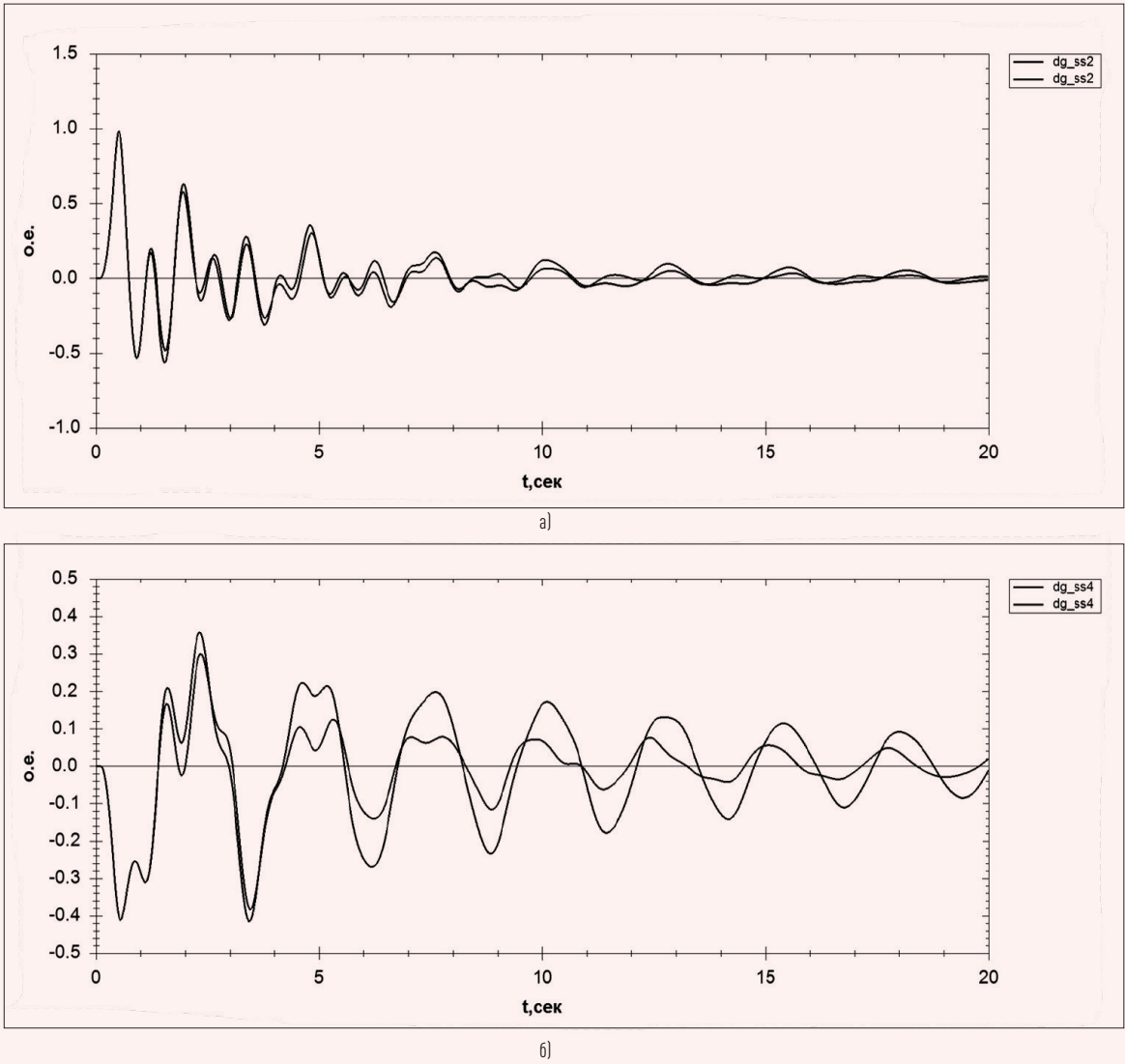


Рис. 10

генераторов, установленных в подсистемах, представляют собой АРВ СД с законом управления вида:

$$E_{qe} = E_{qe0} + k_{0U} \cdot \Delta U_{\Gamma} + k_{1U} \cdot \frac{dU_{\Gamma}}{dt}, \quad [13]$$

где E_{qe} — ЭДС возбуждения генератора в переходном процессе; E_{qe0} — уста-

новившееся значение ЭДС возбуждения генератора; k_{0U} — коэффициент усиления по отклонению напряжения от установившегося значения на шинах генератора; ΔU_{Γ} — отклонение напряжения от установившегося значения на шинах генератора; k_{1U} — коэффициент усиления по производной

отклонения напряжения от установившегося значения на шинах генератора; $\frac{dU_{\Gamma}}{dt}$ — производная по напряжению на шинах генератора.

Рассмотрим случай, когда в узле 8 включено устройство УШР с разработанной системой управления

для снижения интенсивности качаний активной мощности. Длительность КЗ составляет 0,3 с. При этом возможны следующие действия автоматики в ЭЭС:

- 1) КЗ вблизи шин Г2 ликвидируется успешным действием релейной защиты с последующим АПВ (баланс активной мощности после отключения КЗ не изменяется);
- 2) КЗ ликвидируется с полным или частичным отключением нагрузки (в работе рассмотрено полное отключение нагрузки);
- 3) КЗ ликвидируется с увеличением дефицита активной мощности (на-пример, отключается генератор).

Результаты расчета переходного про-цесса с учетом и без учета управления УШР в случае, когда короткое замы-кание ликвидируется без изменения схемно-режимной ситуации, пред-ставлены на рис. 8–10.

Влияние колебаний нескольких ге-нераторов искажает синусоидальную форму кривой передаваемой мощно-сти P_d (см. рис. 8). Однако результа-ты расчета переходных процессов с учетом управления УШР на меж-системной связи позволяет ускорить затухание взаимных качаний роторов генераторов в связываемых подсисте-мах. При этом изменение величины сопротивления УШР не превыша-ет 10 % в рассматриваемой схеме при номинальной мощности реактора 180 МВар.

Необходимо отметить, что разработан-ная система управления УШР также позволяет уменьшить колебания активной мощности генераторов в избыточной части ЭС в первые се-кунды переходного процесса до 20 % (см. рис. 10). Это позволяет повысить динамическую устойчивость синхрон-ных генераторов, улучшить качество и уменьшить время протекания пере-ходного процесса.

ВЫВОДЫ

- 1. Синтезирована система управ-ления устройством поперечной компенсации для снижения колебаний активной мощности, передаваемой по межсистем-ной связи, в целях повышения качества электроснабжения потребителей.
- 2. Ключевое преимущество пред-ложенного принципа управ-ления заключается в воз-можности ускорить затухание взаимных качаний роторов генераторов до 5–10% (в зави-симости от исходных условий) без реализации дополнитель-ных каналов связи, т. е. прин-цип может быть осуществлен на базе существующих каналов управления поперечной ком-пенсацией (в частности, УШР) с соответствующим пересчетом настроек.
- 3. Система управления попереч-ной компенсации также по-зволяет уменьшить колебания активной мощности генера-торов в избыточной части ЭС в первые секунды переходно-го процесса вплоть до 20%. Это повышает динамическую устойчивость синхронных ге-нераторов, позволяет улучшить качество и уменьшить время протекания переходного про-цесса.
- 4. Полученные результаты позво-ляют заключить, что синтези-рованная система управления поперечной компенсацией дает возможность качественно улучшить условия протекания переходных процессов в много-машинных ЭС, не требуя существенных дополнительных инвестиций, и может быть реализована по принципу «здесь и сейчас».

ЛИТЕРАТУРА

1. Зеленохат Н. И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения: практи-ческое пособие. М.: Изд. дом МЭИ, 2013.

2. Чэпмэн Д. Цена низкого качества электроэнер-гии//Энергосбережение. 2004., № 1., С. 66–69.

3. Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л., Сокур П. В., Новиков А. Н. Классификация и характеристика устройств управляемых систем электропереда-чи переменного тока. Электрические станции, 2018, № 9, С. 30–36.

4. Кочкин В. И., Шакарян Ю. Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011.

5. Шакарян Ю. Г. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока. URL: <http://fsk-ees.ru/common/img/uploaded/managed systems.pdf>.

6. Бурман А. П., Розанов Ю. К., Шакарян Ю. Г. Пер-спективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем передачи переменного тока//Электротехника. 2004. № 8. С. 30–37.

7. Брянцев А. М. Подмагничиваемые ферромаг-нитные устройства с предельным насыщением участков магнитной цепи//Электричество, 1986. № 2. С. 24–27.

8. Булычёв А. В., Колобродов Е. Н. Автоматика и защита линий электропередачи с управля-емой продольной компенсацией в аварийных режимах//Энергетик. 2012. № 12. С. 19–24.

9. Lin Zhang, Baozhu Liu, Hong Shen, Xiaohui Qin. Voltage control strategy with stepped controllable shunt reactor in large-scale wind power system. 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, 8–9 September, 2011. P. 78–81.

10. Управляемый шунтирующий реактор транс-форматорного типа УШРТ. Режим электронного доступа: http://old.complectprom.ru/produkcija/krm_main/yshrt/

11. Бахвалов Н. С. Численные методы (анализ, алгебра, обыкновенные дифференциальные уравнения). М.: Наука, 1975.

12. Smirnov A. A., Smolovik S. V. An improvement of Russian long-length AC electrical energy transmission systems by implementation of controllable shunt reactors. 2005 IEEE Russia Power Tech, 27–30 June, 2005. P. 1–5.

13. Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи сверх-высокого напряжения: учебник для вузов. М.: Изд. дом МЭИ, 2007.

УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА:
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ
КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ЭНЕРГИЯ
ЕДИНОЙ СЕТИ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

МЕДИАКИТ 2020

УЧРЕДИТЕЛЬ: ПАО «ФСК ЕЭС» ИЗДАТЕЛЬ: АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

+7 (495) 118-43-65 , + 7 (495) 268-04-79 (доб. 104)
editor@ntc-power.ru

УМНЫЙ ЖУРНАЛ
ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ

ЦЕЛЕВАЯ АУДИТОРИЯ

СЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ
ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБОРУДОВАНИЯ
СПЕЦИАЛИСТЫ

РОССЕТИ
МИНЭНЕРГО
ЭНЕРГОХОЛДИНГИ
СТУДЕНТЫ

ЛИЧНО В РУКИ
СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
МЕНЕДЖЕРЫ
ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ АППАРАТ
ЦЕЛЕВАЯ РАССЫЛКА
ГЛАВНЫЕ ИНЖЕНЕРЫ
ПОСТАВЩИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

ФСК ЕЭС
ИНЖЕНЕРЫ
НИИ
ВУЗЫ
МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ
МЭС

РУКОВОДИТЕЛИ
РАН
ПРОЕКТИРОВЩИКИ

www.энергия-единой-сети.рф

реклама