

Исследование влияния синтетической инерции на динамическую устойчивость электроэнергетических систем

РАЗЖИВИН И.А., СУВОРОВ А.А., АНДРЕЕВ М.В., РУДНИК В.Е., ГУСЕВ А.С.
ТПУ, Томск, Россия

Развитие ветроэнергетики во всем мире является перспективным решением энергетического кризиса. В энергосистемах с преобладающей долей ветроэнергетических установок, присоединяемых через силовые преобразователи, становится значительным влияние ветроустановок на динамические свойства энергосистемы. Одной из важных проблем является снижение общей инерции энергосистемы. По этой причине системные операторы предъявляют требования к подключаемым ветроэлектростанциям по управлению активной мощностью и участию в регулировании частоты. Одним из решений является применение синтетической инерции в системе управления ветроэнергетических установок. Исследования в этой области посвящены вопросам улучшения устойчивости по частоте и координации регулятора синтетической инерции с другими системами управления ветроэнергетических установок. Однако вопросы влияния синтетической инерции и ее настройки на устойчивость энергосистемы мало изучены. В работе проведен анализ влияния синтетической инерции на динамическую устойчивость энергосистемы. Показано, что при подстройке параметров синтетической инерции можно обеспечить не только требуемый инерционный отклик, но и повысить динамическую устойчивость энергосистем. Также исследовано влияние времени окна измерения и расчета скорости изменения частоты, которое при определенных режимах имеет важное значение. Результаты получены для тестовой схемы и схемы энергосистемы реальной размерности.

К л ю ч е в ы е с л о в а: ветроэнергетические установки, синтетическая инерция, динамическая устойчивость, общая инерция, возобновляемые источники энергии

В настоящее время наблюдается значительный прирост генерирующих установок за счет возобновляемых источников энергии. Доминирующими являются ветроэнергетические установки (ВЭУ), подключаемые к электроэнергетической системе (ЭЭС) через силовые преобразователи (СП). Широко распространены ВЭУ 4-го типа с многополюсными синхронными генераторами на постоянных магнитах. Особенностью, присущей таким ВЭУ, является отсутствие связи механического и электромагнитного моментов. Тем самым ВЭУ 4-го типа не вносят вклад в общую механическую инерцию системы, что приводит к её снижению. С увеличением доли ВЭУ и, как следствие, уменьшением инерции в ЭЭС значительно изменяются ее динамические свойства, в частности, при небалансе мощности наблюдается увеличение скорости изменения частоты (СИЧ) и ее снижение становится более глубоким [1–3]. В Европе данной проблеме уделяется отдельное внимание. Согласно выводам участников «MIGRATE» – крупнейшего проекта в области исследования проблем ЭЭС с СП – на первом месте стоит именно проблема устойчивости по частоте, вызванная значительным снижением инерции в ЭЭС [4].

Системные операторы многих стран постепенно повышают требования по участию ветроэлектростан-

ций (ВЭС) в поддержке частоты и уровню СИЧ [5–8]. Для этого предложено несколько вариантов, позволяющих ВЭУ участвовать в регулировании частоты в ЭЭС, которые относительно резерва мощности условно разделяют на временные и постоянные [9, 10].

К постоянным относят режимы работы ВЭУ в неполной загрузке, реализуемые путем управления контроллером выдачи максимальной мощности (*Maximum Power Point Tracking (MPPT)*) или ограничением угла поворота лопастей ветротурбины (ВТ). Недостатком работы ВЭУ в режиме неполной загрузки являются дополнительные механические напряжения ветроколеса и турбины в целом [11]. Также к постоянным относят применение накопителей энергии, работающих в связке с СП. Однако следует учитывать, что все эти решения не всегда экономически выгодны и обоснованы.

К временным относят применение синтетической инерции (СИ), контроль статизма по частоте и быстрое управление резервом и их комбинации [12, 13]. Однако наибольшее распространение из-за простоты алгоритма настройки получили решения на основе СИ и контроля статизма по частоте, а также их совместная реализация в виде двухконтурной схемы [14, 15]. Такие регуляторы обеспечивают выдачу дополнительной мощности пропорционально отклонению частоты и,

снижая СИЧ, приближают реакцию ВЭУ к синхронным генераторам. Известны исследования и разработаны решения, направленные на усовершенствование работы СИ и контроля статизма по частоте, в основном связанные с применением адаптивных алгоритмов для расчета и варьирования коэффициентов в контурах управления с целью координации выдачи дополнительной мощности между ВЭУ [16–18]. Также предлагаются варианты координированного управления СИ с МРРТ [19]. Обозначенные решения повышают устойчивость по частоте и позволяют избегать проблем, связанных с чрезмерным извлечением кинетической энергии ВТ и, как следствие, предотвращать развитие вторичного снижения частоты (ВСЧ) в ЭЭС.

Представленные и опубликованные исследования, связанные с СИ, позволяют сделать вывод о перспективах к ее массовому применению в устройствах с СП, однако к такому решению следует подходить комплексно. Улучшая устойчивость по частоте в ЭЭС, СИ будет оказывать влияние и на весь спектр процессов в ЭЭС, в том числе на динамическую устойчивость, благодаря быстрой реакции СП в целом. В ЭЭС с большой долей ВЭУ 4-го типа инжектируемая мощность СИ будет оказывать ощутимое влияние на изменение перетоков мощности, соответственно будет меняться динамика угла ротора синхронных генераторов [20]. Тем самым актуальным становится вопрос влияния СИ на динамическую устойчивость ЭЭС. В [21] представлены исследования влияния СИ в управлении солнечной электростанцией (СЭС) на динамическую устойчивость ЭЭС и угловые характеристики синхронных генераторов. Показана возможность улучшения динамической устойчивости за счет применения нового подхода в настройке самого контроллера. Однако следует учитывать, что работа СИ в СЭС и в ВЭУ имеет разный характер. Извлечение дополнительной мощности СЭС ограничивается рабочими точками характеристики контроллера максимальной мощности или регламентом работы в неполной загрузке. Для ВЭУ работа СИ связана с извлечением кинетической энергии ВТ, которая ограничена по времени и величине, поэтому результаты, полученные для СЭС, на ВЭУ распространить невозможно.

Одной из важных особенностей влияния СИ на динамическую устойчивость являются скорость ее реакции и возможности измерения частоты и СИЧ [22]. Известно, что измерение и расчет СИЧ представляют собой серьезную проблему, особенно в малоинерционных системах. В последнее время данной проблематике уделяют особое внимание [23–25]. Значения СИЧ связаны с окном, в котором они измеряются и рассчитываются. Большинство существующих современных цифровых измерительных приборов измеряют СИЧ с помощью алгоритмов на основе анализа дискретного преобразования Фурье путем аппроксимации разности частот за определенный промежуток времени, называемый окном измерения СИЧ [26]. Во многих документах закреплены требования по окну измерения СИЧ в 500 мс [27–29]. При этом следует учитывать, что длительное время окна измерения препятствует инерционной реакции СИ, а для аварийных режимов за 500 мс зачастую устраняется авария и вклад СИ может иметь ограниченное влияние на динамическую устойчивость.

Учитывая вышеизложенное, вопрос влияния СИ ВЭУ 4-го типа на динамическую устойчивость остается малоизученным. В статье проведена оценка влияния СИ на динамическую устойчивость в зависимости от ее настройки, а также при разной длительности окна измерения СИЧ в 500 и 100 мс. Доказано, что при соответствующем задании параметров СИ можно обеспечить улучшение динамической устойчивости ЭЭС. Результаты получены для тестовой схемы малой размерности и для схемы реальной ЭЭС.

Применение СИ в тестовой схеме ЭЭС. Наиболее совершенным алгоритмом СИ является двухконтурная схема управления (рис. 1) [13].

Дифференциальный канал СИ работает пропорционально СИЧ в соответствии с задаваемым коэффициентом усиления $K1$. Фильтр снижает чувствительность к шумам и помехам, что позволяет повысить устойчивую работу регулятора СИ [30]. Контур статизма по частоте также инжектирует дополнительную мощность пропорционально отклонению частоты и коэффициенту статизма $K2$. Такое управление СИ способствует лучшему частотному отклику и позволяет избежать повторного ускорения ВТ при правильной настройке [31].

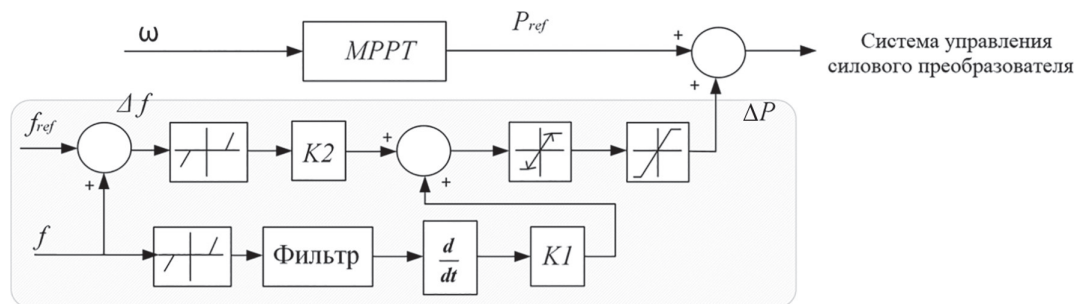


Рис. 1. Регулятор синтетической инерции

Fig. 1. Synthetic Inertia control scheme

Коэффициенты $K1$ и $K2$ варьируются в зависимости от уровня загрузки ВТ, параметров традиционных генераторов и топологии ЭЭС. Большие значения $K1$ могут привести к превышению предела ускорения вращения турбины, что негативно скажется на механической части ВТ. Высокие значения $K2$ могут привести к значительному падению скорости турбины, из-за чего турбина не сможет восстановить рабочую точку после возмущений. Малые значения коэффициентов сказываются на недостаточной величине инжектируемой мощности, соответственно снижается эффективность СИ. В настоящей работе коэффициент $K1$ рассчитывается в соответствии с граничными условиями частоты вращения ротора ВТ с учетом его инерции, а $K2$ соответствует отношению установленной мощности ВТ к статизму синхронных генераторов ЭЭС [18, 19, 32].

Для исследований влияния СИ в тестовой схеме реализована модель ЭЭС, представленная на рис. 2. Исследования проведены с применением программного комплекса *PSCAD*.

В узел 5 путем замещения СГ3 подключается ВЭУ 4-го типа. В САУ реализован алгоритм СИ, для которого согласно параметрам тестовой схемы рассчитаны значения: $K1 = 6,96$ и $K2 = 19,68$. Для исследования влияния СИ реализован режим с преобладающей долей ВЭУ, что соответственно снижает общую инерцию ЭЭС. При мощности ВЭС 60 МВт доля ее участия в общей генерации соответствует 60 %. Согласно методике расчета инерции в ЭЭС [33] значение общей инерции $T_{jЭЭС}$ в тестовой схеме изменяется с 6,68 до 3,15 с.

Для схемы (рис. 2) проведены исследования изменения нагрузки в ЭЭС и трехфазного КЗ с отключением линии. Изменение нагрузки в ЭЭС позволяет оценить вклад СИ в инерционный отклик, убедиться в адекватности рассчитанных коэффициентов. Трехфазное КЗ на линии 2–5 с последующим ее отключением реализовано для исследований влияния СИ на динамическую устойчивость. При этом для обоих случаев

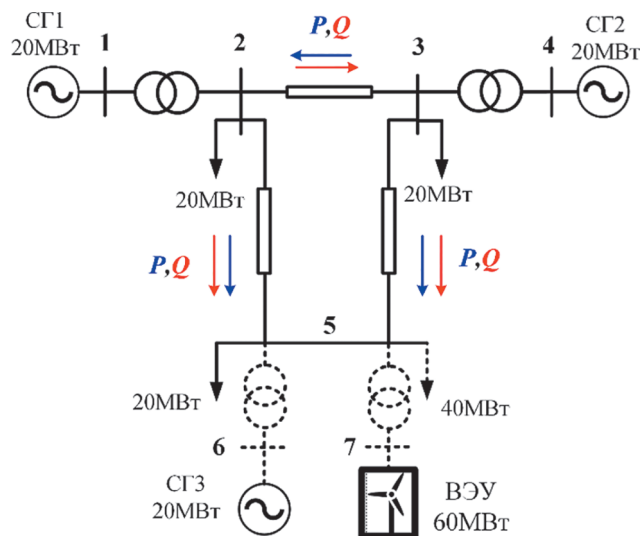


Рис. 2. Модель тестовой ЭЭС

Fig. 2. Model of the test EPS

оценивается вклад СИ при различной ее настройке и изменении времени окна измерения и расчета СИЧ.

Опыт 1. Изменение нагрузки в ЭЭС. В узел 5 происходит наброс нагрузки. На рис. 3 представлены осциллограммы изменения частоты для случая работы ЭЭС с традиционными генераторами и при замещении СГ3 ВЭС мощностью 60 МВт с СИ и без нее.

Из рис. 3 видно, что с внедрением ВЭУ в ЭЭС и, как следствие, снижением общей инерции наблюдается более глубокий провал частоты и значительная СИЧ. При работе СИ частота ЭЭС снижается с меньшей скоростью, величина снижения частоты становится меньшей. Изменение времени окна измерения незначительно влияет на вклад ВЭС в поддержку частоты, осциллограммы практически совпадают. Рассчитанные по методике [33] коэффициенты не приводят к ВСЧ, а также скорость вращения ВТ не изменяется до предельного значения (рис. 4).

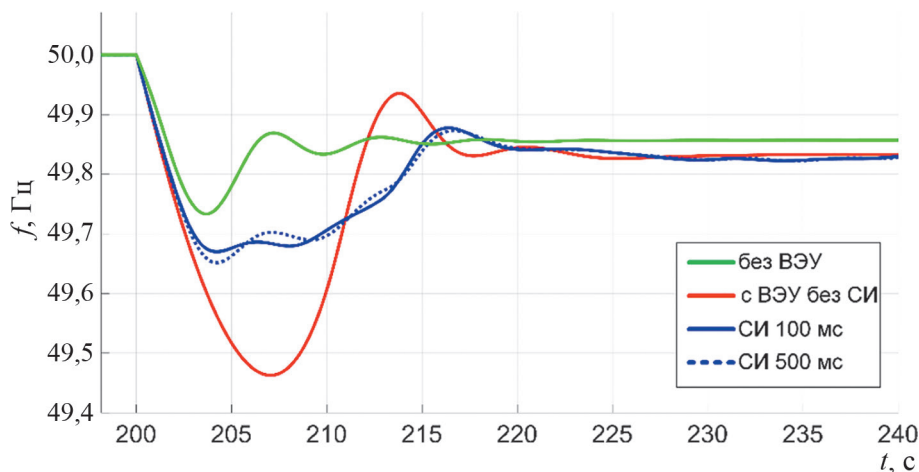


Рис. 3. Осциллограммы изменения частоты в ЭЭС

Fig. 3. The grid frequency waveforms



Рис. 4. Скорость вращения ротора ВТ

Fig. 4. The WT rotor speed

Согласно рис. 4 имеется запас кинетической энергии, соответственно при увеличении коэффициентов можно добиться не только лучшего значения СИЧ, чем при традиционных СГ, но и меньшего падения частоты. Сводные данные по значениям частоты и времени, в котором наблюдается наиболее ее снижение при изменении нагрузки, представлены в таблице.

Значения частоты в ЭЭС
Frequency values in the EPS

Режим	t, c	$f, Гц$
Без ВЭС	203,60	49,73
ВЭС 60 МВт	207,10	49,46
ВЭС 60 МВт + СИ, окно измерения 100 мс	204,70	49,67
ВЭС 60 МВт + СИ, окно измерения 500 мс	204,60	49,65

Опыт 2. Трехфазное КЗ с отключением линии.

Для тестовой схемы ЭЭС при работе с традиционными генераторами предельное время трехфазного КЗ на линии 2–5 составляет $t_{пр} = 80$ мс. Чтобы исследовать влияние СИ на динамическую устойчивость, в ЭЭС реализовано трехфазное КЗ длительностью 60 мс, а также исследовано влияние СИ при предельном времени КЗ 80 мс. На рис. 5 представлены осциллограммы

изменения частоты в ЭЭС и мощности ВЭС с разным временем окна измерения и расчета СИЧ при КЗ длительностью 60 мс.

Из полученных осциллограмм следует, что послеаварийный режим неустойчив с ВЭС без СИ. При работе СИ свойства ВЭС приближаются к традиционным генераторам, кроме того, инжектируемая мощность во время переходного процесса позволяет сохранить устойчивую работу системы после некоторых колебаний. Задержка в окне измерения и расчета СИЧ в данном случае оказывает влияние на уровень выдаваемой мощности ВЭС. При этом влияние на динамическую устойчивость незначительно, осциллограммы частоты ЭЭС и мощности ВЭС при окне в 500 и 100 мс имеют схожий характер. Соответственно достаточным для сохранения устойчивой работы исследуемой топологии ЭЭС является настройка параметров регулятора СИ, рассчитываемых для возможности участия ВЭС в регулировании частоты.

При длительности КЗ $t = 80$ мс нарушается устойчивая работа ЭЭС как с традиционными генераторами, так и с ВЭС. Поддержка СИ в независимости от задержки измерения СИЧ не позволяет сохранить или улучшить устойчивую работу ЭЭС при рассчитанных коэффициентах регулятора СИ, которые применяются

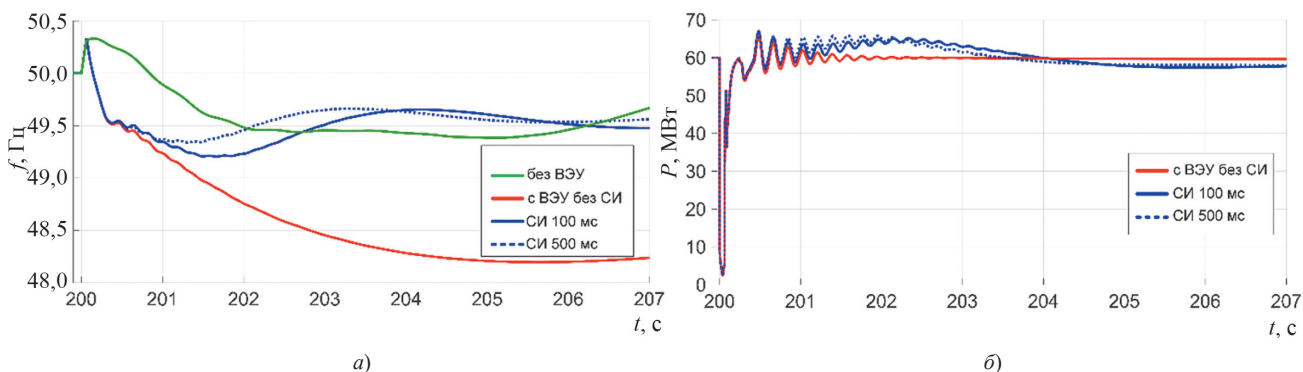


Рис. 5. Осциллограммы изменения частоты (а) в ЭЭС и мощности ВЭС (б) при КЗ, $t = 60$ мс

Fig. 5. The frequency (a) and WPP active power (b) waveforms at short circuit $t = 60$ ms

для участия ВЭС в поддержке частоты. Однако ситуация значительно улучшается при изменении коэффициентов СИ в большую сторону. Чтобы избежать чрезмерного ускорения ВТ, $K1$ остается без изменений, увеличивается $K2$. Экспериментально получено, что при $K2 < 90$ и $K2 > 120$ система неустойчива при любом времени окна измерения. В одном случае инжектируемой мощности ВЭС не хватает, чтобы сохранить устойчивость, в другом случае ВЭУ чрезмерно затормаживаются из-за большого извлечения мощности. На рис. 6–8 представлены осциллограммы частоты ЭЭС и мощности ВЭС при изменении значения коэффициента $K2$ и времени окна измерения и расчета СИЧ.

Как видно из рис. 6, при коэффициенте $K2 = 90$ применение СИ позволяет сохранить устойчивую работу ЭЭС, причем время окна измерения не оказывает существенного влияния. На осциллограмме мощности ВЭС видно, что при времени окна в 500 мс имеются колебания, в отличие от окна в 100 мс. Таким образом, лучший результат работы СИ обеспечивается при меньшем времени окна измерения, соответственно при более чувствительной реакции СИ.

При $K2 = 100$ существенное влияние на устойчивость оказывает время окна измерения и расчета СИЧ (рис. 7).

Динамическая устойчивость сохраняется только при меньшем времени окна, при значении в 500 мс появляются колебания мощности ВЭС, приводящие к

колебаниям частоты, и устойчивость ЭЭС нарушается, ВЭС выпадает из синхронизма.

При $K2 = 120$ влияние на устойчивость также зависит от окна измерения, однако ситуация имеет обратный характер (рис. 8).

Согласно полученным осциллограммам при времени 500 мс сохраняется устойчивая работа после затухающих колебаний мощности ВЭС. При окне в 100 мс частота в ЭЭС начинает неограниченно расти вплоть до нарушения устойчивости ЭЭС.

Таким образом, при должной настройке СИ улучшается динамическая устойчивость, однако такая настройка может сказаться на реакции ВТ при набросе нагрузки. В режиме КЗ изменение и восстановление частоты происходит значительно быстрее, чем в режиме наброса нагрузки в ЭЭС. В режиме КЗ запасенная кинетическая энергия ВТ не успевает полностью извлечься, соответственно ротор ВТ не затормаживается, что дает возможность применять завышенные коэффициенты СИ. Однако при набросе нагрузки изменение частоты активирует длительную работу СИ и при завышенных коэффициентах может произойти чрезмерное извлечение кинетической энергии, приводящее к дальнейшему ухудшению ситуации, что требует проверки.

Выполним эксперимент по набросу нагрузки в ЭЭС при увеличении $K2$. Из полученных результатов (рис. 9) видно, что устойчивая работа ЭЭС при изменении нагрузки сохраняется только при $K2 = 90$ и

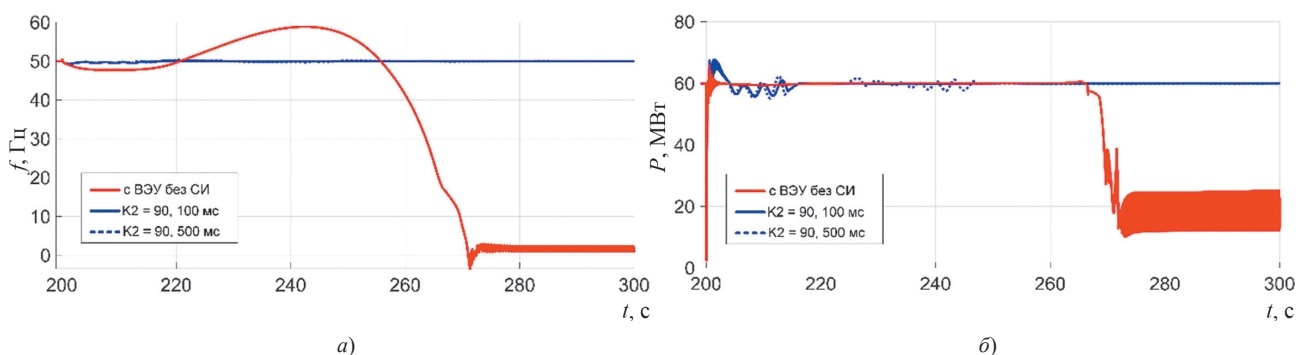


Рис. 6. Осциллограммы частоты в ЭЭС (а) и мощности ВЭС (б) при КЗ, $t = 80$ мс и $K2 = 90$

Fig. 6. The frequency (a) and WPP active power (b) waveforms at short circuit $t = 80$ ms and $K2 = 90$

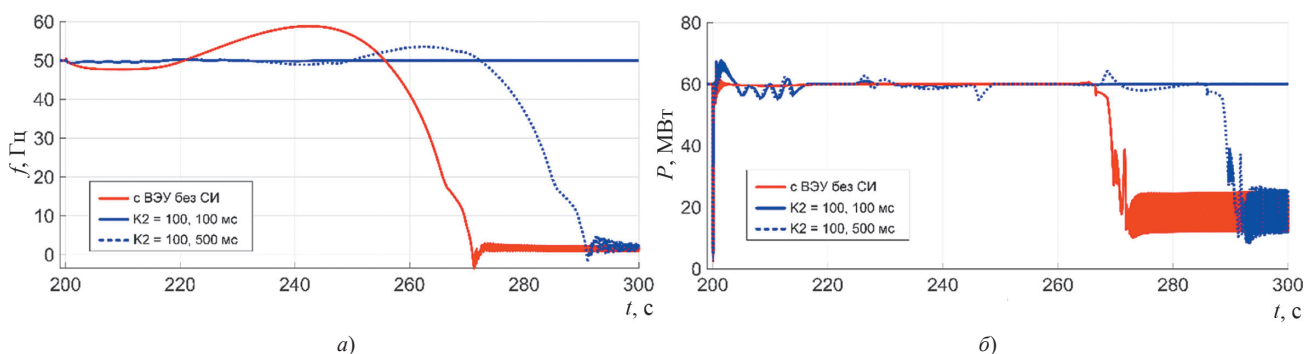


Рис. 7. Осциллограммы частоты в ЭЭС (а) и мощности ВЭС (б) при КЗ, $t = 80$ мс и $K2 = 100$

Fig. 7. The frequency (a) and WPP active power (b) waveforms at short circuit $t = 80$ ms and $K2 = 100$

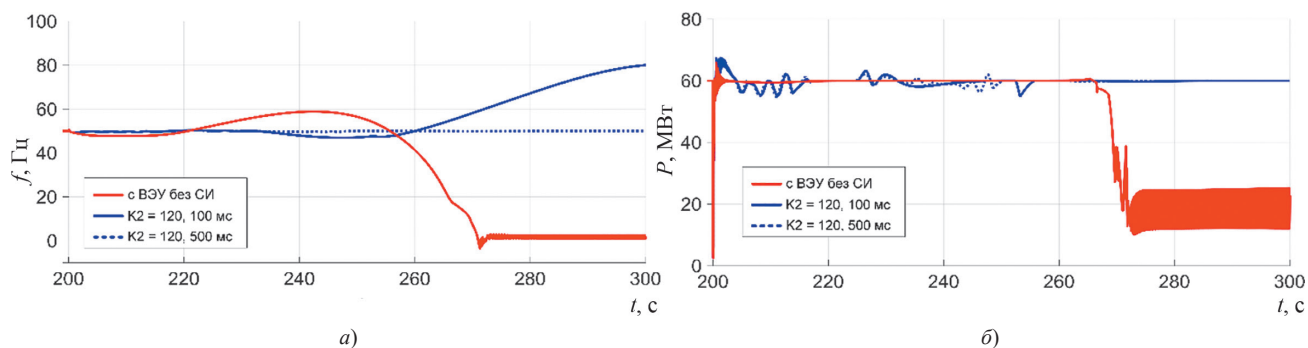


Рис. 8. Осциллограммы частоты в ЭЭС (а) и мощности ВЭС (б) при КЗ, $t = 80$ мс и $K2 = 120$

Fig. 8. The frequency (a) and WPP active power (б) waveforms at short circuit $t = 80$ ms and $K2 = 120$

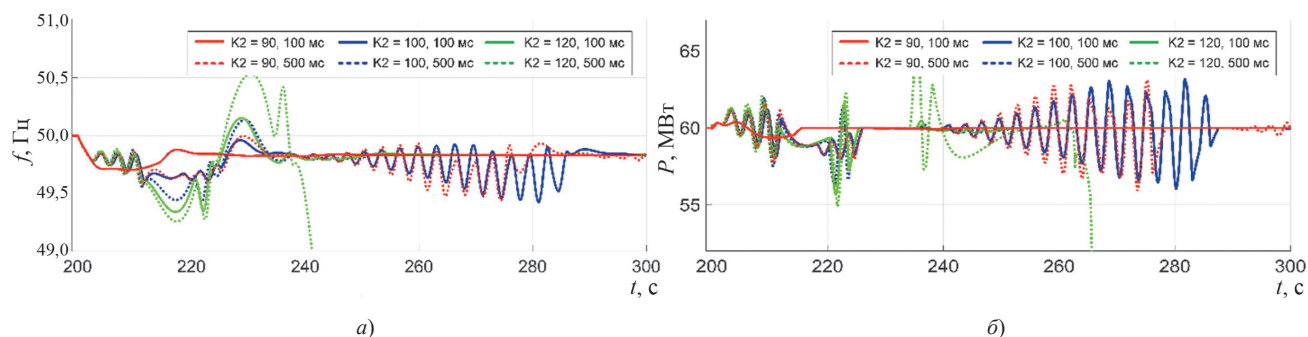


Рис. 9. Осциллограммы частоты в ЭЭС (а) и мощности ВЭС (б) при набросе нагрузки

Fig. 9. The frequency (a) and WPP active power (б) waveforms with load power increase

времени окна в 100 мс. В остальном увеличение коэффициента $K2$ и изменение времени окна измерения и расчета СИЧ приводят к неадекватной реакции ВТ из-за чрезмерного извлечения кинетической энергии (рис. 10).

Исследования в тестовой схеме показали, что применение СИ в управлении ВЭС позволяет улучшить динамическую устойчивость ЭЭС как в случаях с набросом нагрузки, так и при КЗ. При работе ВЭС без СИ устойчивость не сохраняется для исследованных режимов. При этом достаточным для сохранения устойчивой работы является настройка СИ относительно участия ВЭС в поддержании частоты. Однако при соответствующем изменении коэффициентов СИ можно добиться не только сохранения устойчивости, но и увеличения границы динамической устойчивости. Также важным аспектом влияния, кроме коэффициентов, становится время окна измерения и расчета СИЧ. Опыт по набросу нагрузки при настройке СИ для повышения предельного времени КЗ ($K2 = 90$, окно измерения 100 мс) показал, что можно одновременно добиться положительного результата как для участия ВЭС в регулировании частоты, так и для повышения динамической устойчивости ЭЭС.

Исследования СИ в схеме ЭЭС реальной размерности. В качестве реальной ЭЭС принята модель, представленная на рис. 11.

В модели ЭЭС воспроизведена энергосистема Восточной Сибири. ВЭС внедряется в узел 165, что обо-

сновано подходящими климатическими условиями. Такое внедрение ВЭС позволяет решить проблемы дефицита мощности в удаленном энергорайоне и является одним из возможных решений по повышению надежности электроснабжения.

Для исследования влияния работы СИ на динамическую устойчивость воспроизводится наиболее тяжелый для данного дефицитного энергорайона случай – трехфазное КЗ в узле 131 (шины 220 кВ питающей подстанции). Коэффициенты СИ рассчитываются аналогично предыдущему разделу ($K1 = 140$, $K2 = 760$), ВЭС представлено ВЭУ 4-го типа. Очевидно, что в ЭЭС реальной размерности внедрение ВЭС мощностью 80 МВт в целом не оказывает существенного влияния на переходные процессы и не снижает кардинально общую инерцию, однако для удаленного энергорайона вклад ВЭС, в том числе с СИ, может оказывать влияние на переходные процессы. Выполнен анализ схемно-режимных ситуаций:

1) энергорайон с ВЭС становится избыточным. Внедряемая в энергорайон мощность ВЭС не покрывается существующей нагрузкой;

2) энергорайон с ВЭС остается дефицитным. При внедрении ВЭС в энергорайон включается дополнительная нагрузка, не покрываемая генерацией.

На рис. 12 представлены осциллограммы частоты исследуемого энергорайона и мощности ВЭС при трехфазном КЗ в узле 131, когда энергорайон имеет избыток генерируемой мощности. Результаты получены

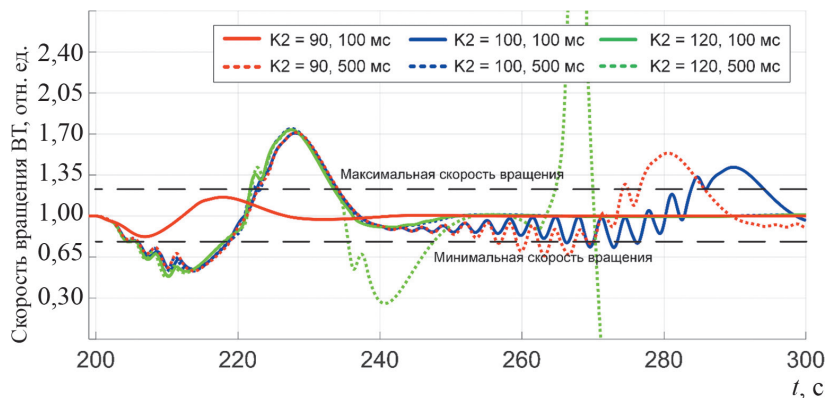


Рис. 10. Частота вращения ротора ВТ

Fig. 10. The WT rotor speed

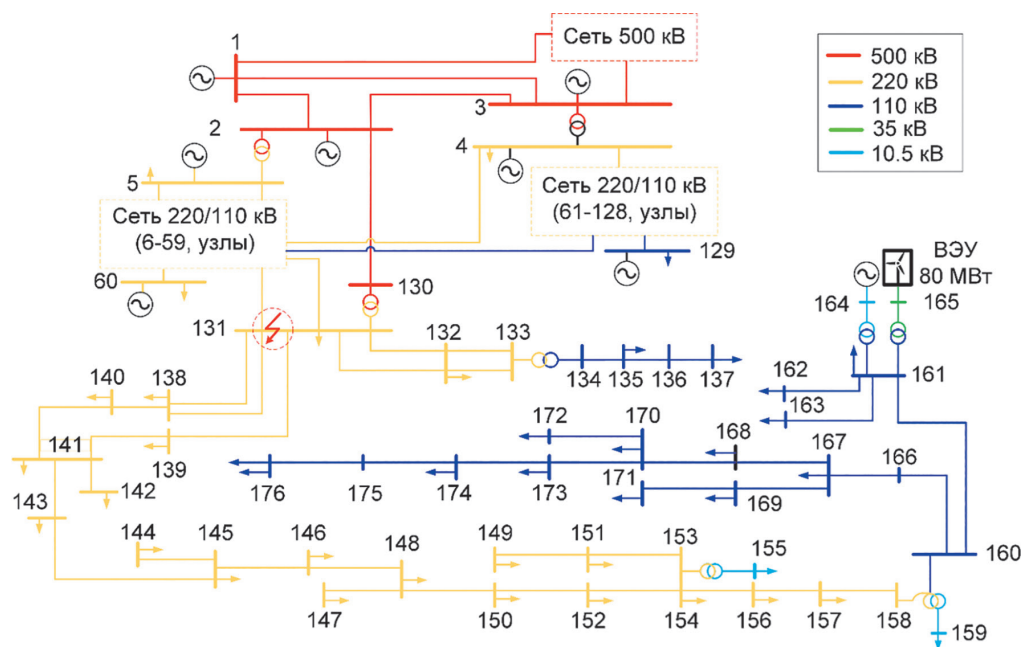


Рис. 11. Модель ЭЭС реальной размерности

Fig. 11. A model of the real-scale EPS

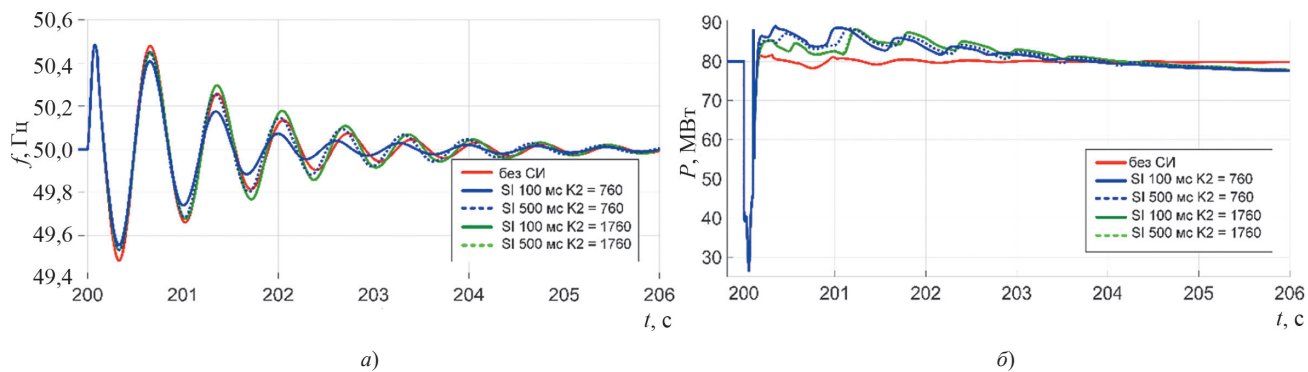


Рис. 12. Осциллограммы частоты (а) и мощности ВЭС (б) при избытке мощности в энергорайоне

Fig. 12. Waveform of frequency (a) and WPP active power (b) when the power district is redundant

для различных коэффициентов СИ и времени окна измерения и расчета СИЧ.

Как видно из рис. 12, работа СИ при разной настройке оказывает различное влияние на переходный процесс. При коэффициентах, рассчитываемых для участия в поддержке частоты и с окном измерения 100 мс, эффективно демпфируются колебания частоты. Можно сказать, что такая настройка СИ положительно влияет на процессы в ЭЭС. При окне 500 мс реакция СИ становится длительнее, выдача дополнительной мощности ВЭС имеет иной характер, что отражается на колебаниях частоты, которые становятся схожими по амплитуде с колебаниями частоты при ВЭС без СИ. Увеличение коэффициентов в допустимых пределах существенно влияет на амплитуду колебаний, которая становится больше, т.е. такая настройка СИ оказывает негативное влияние на переходный процесс. Колебания частоты обусловлены чрезмерной выдачей мощности. При увеличении коэффициентов время окна измерения не оказывает влияния на переходный процесс.

При дефиците мощности в энергорайоне функционирование СИ при любых настройках оказывает негативное воздействие (рис. 13).

Во время КЗ создается большой дефицит мощности в энергорайоне, СИ инжектирует дополнительную мощность, пытаясь устранить дефицит. При восстановлении перетока мощности после устранения КЗ дефицит становится меньше, однако СИ продолжает выдавать мощность пропорционально изменению частоты, а из-за задержки окна измерения эта мощность оказывает негативное влияние. Излишки мощности вызывают большие колебания частоты начиная со второго цикла. При этом увеличение коэффициентов в допустимых пределах объективно ухудшает процесс, поскольку инжектируемая мощность растет. Наименьшие колебания и более быстрое затухание получаются при окне измерения 100 мс и коэффициентах, рассчитанных для участия в поддержании частоты, однако в целом амплитуда колебаний выше, чем при функционировании ВЭС без СИ.

Выводы. В статье исследовано влияние СИ на динамическую устойчивость ЭЭС и переходный процесс

в целом. Отмечено, что настройка СИ и возможность уменьшения окна измерения и расчета СИЧ оказывает существенное влияние на динамическую устойчивость ЭЭС, особенно с преобладающей долей ВЭУ.

Для тестовой схемы результаты наглядно показывают возможность положительного влияния СИ на динамическую устойчивость ЭЭС. Отмечено, что варьирование коэффициентов в допустимых пределах сказывается на переходном процессе. При определенной настройке СИ можно не только обеспечить требуемый инерционный отклик, но и расширить границы устойчивости. Однако следует учитывать, что увеличение коэффициентов СИ может приводить к развитию вторичного снижения частоты при набросе нагрузки и неадекватной реакции ВТ. Следовательно, при настройке СИ с целью улучшения устойчивости необходимо исследовать реакцию ВТ в режиме изменения нагрузки. Также показано, что при коэффициентах СИ, рассчитанных для участия в поддержании частоты, значение времени окна измерения не имеет определяющего значения в любых режимах. Однако при настройке СИ относительно возможного сохранения устойчивости было показано, что уменьшение времени окна измерения является важным и определяющим аспектом при сохранении устойчивости как в режиме КЗ, так и при изменении нагрузки в ЭЭС. Большее время в рассмотренном случае задерживает начало инерционного отклика ВЭУ.

Исследования в схеме ЭЭС реальной размерности показывают, что влияние СИ существенно зависит от наличия или отсутствия дефицита мощности в энергорайоне. Для режима, когда энергорайон с ВЭС является избыточным, влияние на переходный процесс оказывают коэффициенты СИ и время окна измерения. Наилучший результат в демпфировании колебаний получен при настройке СИ относительно поддержания частоты и меньшего времени окна измерения 100 мс. Увеличение коэффициентов, в отличие от тестовой схемы, оказывает негативное влияние и приводит к большей амплитуде колебаний. Для режима, когда энергорайон дефицитен, вклад СИ при любых ее настройках

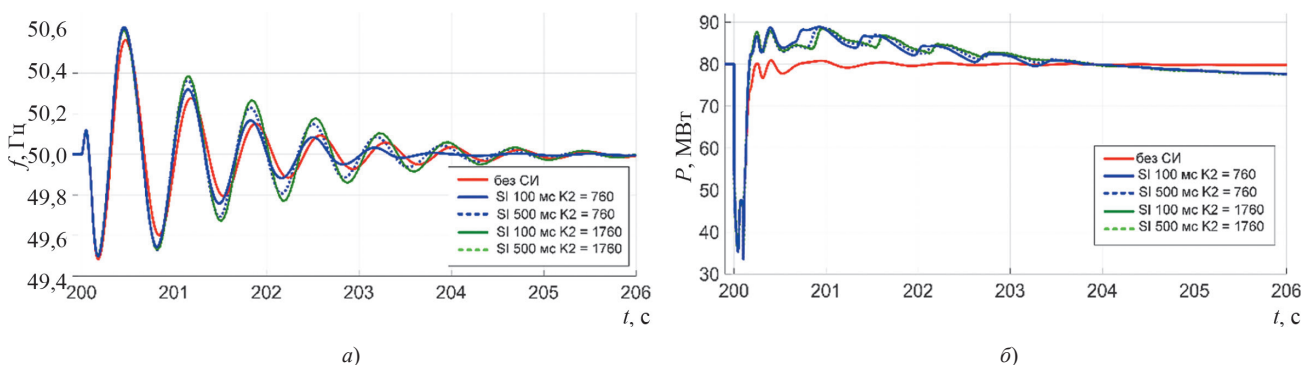


Рис. 13. Осциллограммы частоты (а) и мощности ВЭС (б) при дефиците мощности в энергорайоне

Fig. 13. Waveform of frequency (a) and WPP active power (b) when the power region is deficient

ухудшает процесс, увеличивая амплитуду колебаний частоты, поскольку СИ из-за задержки времени продолжает инжектировать мощность, когда отклонение частоты имеет положительное значение. Таким образом, применение СИ способствует повышению динамической устойчивости, но требуется учет схемно-режимных свойств энергорайона. При этом для больших ЭЭС понимание схемно-режимного состояния ЭЭС более важно, чем настройка и подбор коэффициентов, которые достаточно выбирать по обобщенной методике. В рассмотренных ситуациях влияние СИ может иметь отрицательный характер, когда инжектируемая мощность ВЭУ увеличивает амплитуду колебаний частоты.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-3249.2021.4.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Mehigan L.** Renewables in the European Power System and the Impact on System Rotational Inertia. – *Energy*, 2020, vol. 203, 117776, DOI: 10.1016/j.energy.2020.117776.
2. **Report** Prepared by RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group. Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and Impacting Factors [Электрон. ресурс], URL: www.entsoe.eu (дата обращения 20.02.2022).
3. **High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters** ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources [Электрон. ресурс], URL: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-292051-ea.pdf> (дата обращения 20.02.2022).
4. **Migrate Deliverable 1.1**, Report on systemic issues. [Электрон. ресурс], URL: <https://www.h2020-migrate.eu/> (дата обращения 20.02.2022).
5. **Diaz-Gonzalez F., et al.** Participation of Wind Power Plants in System Frequency Control: Review of Grid Code Requirements and Control Methods. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 34, pp. 551–564, DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
6. **ENTSO-E**. Entso-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators [Электрон. ресурс], URL: <https://www.entsoe.eu> (дата обращения 20.02.2022).
7. **EirGrid** gridcode version 4.0 [Электрон. ресурс], URL: <http://www.eirgrid.com> (дата обращения 20.02.2022).
8. **National Grid plc**. The Grid Code [Электрон. ресурс], URL: <http://www.nationalgrid.com/uk> (дата обращения 20.02.2022).
9. **Cheng, Y., et al.** Smart Frequency Control in Low Inertia Energy Systems Based on Frequency Response Techniques: A Review. – *Applied Energy*, 2020, vol. 279, DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115798.
10. **Dreidy M., Mokhlis H., Mekhilef S.** Inertia Response and Frequency Control Techniques for Renewable Energy Sources: A Review. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 69, pp. 144–155, DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.170.
11. **Diaz-Gonzalez F., et al.** Participation of Wind Power Plants in System Frequency Control: Review of Grid Code Requirements and Control Methods. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 34, pp. 551–564, DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
12. **Ma H. T., Chowdhury B.H.** Working Towards Frequency Regulation with Wind Plants: Combined Control Approaches. – *Renewable Power Generation*, 2010, vol. 4, pp. 308–316, DOI: 10.1049/iet-rpg.2009.0100.
13. **Morren J., et al.** Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, No. 1, pp. 433–434, DOI: 10.1109/TPWRS.2005.861956.
14. **Wang Z., Wu W.** Coordinated Control Method for DFIG-Based Wind Farm to Provide Primary Frequency Regulation Service. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, vol. 33, No. 3, pp. 2644–2659, DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2755685.
15. **Nguyen H.T., et al.** Frequency Stability Enhancement for Low Inertia Systems Using Synthetic Inertia of Wind Power. – *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2017, DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274566.
16. **Meng J., et al.** Adaptive Virtual Inertia Control of Distributed Generator for Dynamic Frequency Support in Microgrid. – *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2016, DOI: 10.1109/ECCE.2016.7854825.
17. **Toulabi M., Dobakhshari A.S., Ranjbar A.M.** An Adaptive Feedback Linearization Approach to Inertial Frequency Response of Windturbines. – *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, vol. 8, No. 3, pp. 916–926.
18. **Shi Q., Wang G., Ma W.** Coordinated Virtual Inertia Control Strategy for D-PMSG Considering Frequency Regulation Ability. – *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 2016, vol. 11, pp. 1921–1935, DOI:10.5370/jeeet.2016.11.6.1556.
19. **Hang Z.S., et al.** Coordinated Frequency Regulation by Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Power Plants. – *IET Renewable Power Generation*, 2012, vol. 6, pp. 38–47, DOI:10.1049/iet-rpg.2010.0208.
20. **Hatziaargyriou N., et al.** Definition and Classification of Power System Stability – Revisited and Extended. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, vol. 36, No. 4, pp. 3271–3281. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
21. **Yu M., et al.** Adaptive control scheme based on transient stability mechanism for photovoltaic plants. – *IET Renewable Power Generation*, 2020, vol. 14, pp. 5011–5019, DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1686.
22. **Leelarужи R., Bollen M.** Synthetic Inertia to Improve Frequency Stability and How Often It Is Needed: Energiforsk AB Report. STR1 AB, 2015, 68 p.
23. **Chamorro H.R., et al.** Innovative Primary Frequency Control in Low-Inertia Power Systems Based on Wide-Area RoCoF Sharing. – *IET Energy Systems Integration*, 2020, 2(2), DOI: 10.1049/iet-esi.2020.0001.
24. **ENTSO-E**. Rate of Change of Frequency (RoCoF) Withstand Capability ENTSO-E Guidance Document for National Implementation for Network Codes on Grid Connection; ENTSO-E: Brussels, Belgium, 2018.
25. **National Grid ESO**. Operability Strategy Report; National Grid ESO: Warwick, UK, 2019.
26. **Evaluation** Report on the Problem of ROCOF Measurement in the Context of Actual Use Cases and the ‘Wish List’ of Accuracy and Latency from an End-user Point of View [Электрон. ресурс], URL: <http://www.rocofmetrology.eu> (дата обращения 20.02.2022).
27. **UK Distribution Code: DC0079** – Frequency Changes during Large Disturbances and Their Impact on the Total System [Электрон. ресурс], URL: <http://www.dcode.org.uk> (дата обращения 20.02.2022).
28. **ENTSO-E**. High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS). Guidance Document for National Implementation for Network Codes on Grid Connection. Tech. Rep, 2017, 37 p.
29. **Rate of Change of Frequency (ROCOF) Review of TSO and Generator**. Submissions Final Report, 2013, 40 p.
30. **Duckwitz D., Fischer B.** Modeling and Design of df/dt -Based Inertia Control for Power Converters. – *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2017, vol. 5, pp. 1553–1564, DOI: 10.1109/JESTPE.2017.2703814.
31. **Diaz-González F., et al.** Participation of Wind Power Plants in System Frequency Control: Review of Grid Code Requirements and Control Methods. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 34, pp. 551–564, DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
32. **Van de Vyver J., et al.** Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, vol. 31, No. 2, pp. 1129–1138, DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2417758.
33. **Gonzalez-Longatt F.M.** Impact of Emulated Inertia from Wind Power on Under-Frequency Protection Schemes of Future Power Systems. – *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2016, vol. 4, No. 2, pp. 211–218, DOI: 10.1007/s40565-015-0143-x.

Авторы:



Разживин Игорь Андреевич – кандидат техн. наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия.



Суворов Алексей Александрович – кандидат техн. наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия.



Андреев Михаил Владимирович – кандидат техн. наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия.



Рудник Владимир Евгеньевич – аспирант, инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия.



Гусев Александр Сергеевич – доктор техн. наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия.

Elektrichestvo, 2022, No. 8, pp. 16–26

DOI:10.24160/0013-5380-2022-8-16-26

Studying the Influence of Synthetic Inertia on Electric Power System Transient Stability

RAZZHIVIN IGOR' A. (National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia) – Docent of the Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering, Cand. Sci. (Eng.).

SUVOROV Aleksey A. (National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia) – Docent of the Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering, Cand. Sci. (Eng.).

ANDREEV Mikhail V. (National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia) – Docent of the Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering, Cand. Sci. (Eng.).

RUDNIK Vladimir E. (National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia) – Postgraduate Student, Research Engineer of the Research and Development Laboratory «Electric Power System Simulation», School of Energy & Power Engineering.

GUSEV Aleksandr C. (National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia) – Professor of the Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering, Dr. Sci. (Eng.).

Development of wind power around the world is a promising solution to the energy crisis. In power systems with a predominant share of wind power plants connected through power converters, their influence on the power system dynamic properties becomes significant. One of the important problems is reduction of the power system total inertia. In view of this, grid operators place demands on connected wind power plants for active power control and participation in frequency control. One possible solution is using synthetic inertia in the wind power plant control system. Research activities in this field place focus on improving the frequency stability and coordinating the synthetic inertia controller with other wind power plant control systems. However, the influence of synthetic inertia and its tuning on the power system stability are still poorly studied. The paper analyzes the effect of synthetic inertia on the power system transient stability. It is shown that by adjusting the synthetic inertia parameters, it is possible not only to obtain the required inertial

response, but also to increase the power system transient stability. The influence of the measurement time window and frequency variation rate calculation, which is important in certain modes, is also studied. The study results are obtained for test and real-scale power system configurations.

K e y w o r d s: *wind power plants, synthetic inertia, transient stability, total inertia, renewable energy sources*

The research was carried out at the expense of the grant of the Russian Science Foundation No. MK-3249.2021.4.

REFERENCES

- Mehigan L.** Renewables in the European Power System and the Impact on System Rotational Inertia. – *Energy*, 2020, vol. 203, 117776, DOI: 10.1016/j.energy.2020.117776.
- Report** Prepared by RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group. Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and Impacting Factors [Electron. resource], URL: www.entsoe.eu (Date of appeal 20.02.2022).
- High** Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources [Electron. resource], URL: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-292051-ea.pdf> (Date of appeal 20.02.2022).
- Migrate** Deliverable 1.1, Report on systemic issues. [Electron. resource], URL: <https://www.h2020-migrate.eu/> (Date of appeal 20.02.2022).
- Diaz-Gonzalez F., et al.** Participation of Wind Power Plants in System Frequency Control: Review of Grid Code Requirements and Control Methods. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 34, pp. 551–564, DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
- ENTSO-E.** Entso-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators [Electron. resource], URL: <https://www.entsoe.eu> (Date of appeal 20.02.2022).
- EirGrid** gridcode version 4.0 [Электрон. ресурс], URL: <http://www.eirgrid.com> (Date of appeal 20.02.2022).
- National Grid plc.** The Grid Code [Электрон. ресурс], URL: <http://www.nationalgrid.com/uk> (Date of appeal 20.02.2022).
- Cheng, Y., et al.** Smart Frequency Control in Low Inertia Energy Systems Based on Frequency Response Techniques: A Review. – *Applied Energy*, 2020, vol. 279, DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115798.
- Dreidy M., Mokhlis H., Mekhilef S.** Inertia Response and Frequency Control Techniques for Renewable Energy Sources: A Review. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 69, pp. 144–155, DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.170.
- Diaz-Gonzalez F., et al.** Participation of Wind Power Plants in System Frequency Control: Review of Grid Code Requirements and Control Methods. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 34, pp. 551–564, DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
- Ma H. T., Chowdhury B.H.** Working Towards Frequency Regulation with Wind Plants: Combined Control Approaches. – *Renewable Power Generation*, 2010, vol. 4, pp. 308–316, DOI: 10.1049/iet-rpg.2009.0100.
- Morren J., et al.** Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, No. 1, pp. 433–434, DOI: 10.1109/TPWRS.2005.861956.
- Wang Z., Wu W.** Coordinated Control Method for DFIG-Based Wind Farm to Provide Primary Frequency Regulation Service. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, vol. 33, No. 3, pp. 2644–2659, DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2755685.
- Nguyen H.T., et al.** Frequency Stability Enhancement for Low Inertia Systems Using Synthetic Inertia of Wind Power. – *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2017, DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274566.
- Meng J., et al.** Adaptive Virtual Inertia Control of Distributed Generator for Dynamic Frequency Support in Microgrid. – *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2016, DOI: 10.1109/ECCE.2016.7854825.
- Toulabi M., Dobakhshari A.S., Ranjbar A.M.** An Adaptive Feedback Linearization Approach to Inertial Frequency Response of Windturbines. – *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, vol. 8, No. 3, pp. 916–926.
- Shi Q., Wang G., Ma W.** Coordinated Virtual Inertia Control Strategy for D-PMSG Considering Frequency Regulation Ability. – *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 2016, vol. 11, pp. 1921–1935, DOI:10.5370/jeet.2016.11.6.1556.
- Hang Z.S., et al.** Coordinated Frequency Regulation by Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Power Plants. – *IET Renewable Power Generation*, 2012, vol. 6, pp. 38–47, DOI:10.1049/iet-rpg.2010.0208.
- Hatziaargyriou N., et al.** Definition and Classification of Power System Stability – Revisited and Extended. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, vol. 36, No. 4, pp. 3271–3281. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- Yu M., et al.** Adaptive control scheme based on transient stability mechanism for photovoltaic plants. – *IET Renewable Power Generation*, 2020, vol. 14, pp. 5011–5019, DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1686.
- Leelaruji R., Bollen M.** Synthetic Inertia to Improve Frequency Stability and How Often It Is Needed: Energiforsk AB Report. STRI AB, 2015, 68 p.
- Chamorro H.R., et al.** Innovative Primary Frequency Control in Low-Inertia Power Systems Based on Wide-Area RoCoF Sharing. – *IET Energy Systems Integration*, 2020, 2(2), DOI: 10.1049/iet-esi.2020.0001.
- ENTSO-E.** Rate of Change of Frequency (RoCoF) Withstand Capability ENTSO-E Guidance Document for National Implementation for Network Codes on Grid Connection; ENTSO-E: Brussels, Belgium, 2018.
- National Grid ESO.** Operability Strategy Report; National Grid ESO: Warwick, UK, 2019.
- Evaluation** Report on the Problem of ROCOF Measurement in the Context of Actual Use Cases and the ‘Wish List’ of Accuracy and Latency from an End-user Point of View [Electron. resource], URL: <http://www.rocofmetrology.eu> (Date of appeal 20.02.2022).
- UK Distribution Code:** DC0079 – Frequency Changes during Large Disturbances and Their Impact on the Total System [Electron. resource], URL: <http://www.dcode.org.uk> (Date of appeal 20.02.2022).
- ENTSO-E.** High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPOPEIPS). Guidance Document for National Implementation for Network Codes on Grid Connection. Tech. Rep. 2017, 37 p.
- Rate of Change of Frequency (ROCOF) Review of TSO and Generator.** Submissions Final Report, 2013, 40 p.
- Duckwitz D., Fischer B.** Modeling and Design of df/dt -Based Inertia Control for Power Converters. – *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2017, vol. 5, pp. 1553–1564, DOI: 10.1109/JESTPE.2017.2703814.
- Diaz-González F., et al.** Participation of Wind Power Plants in System Frequency Control: Review of Grid Code Requirements and Control Methods. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 34, pp. 551–564, DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
- Van de Vyver J., et al.** Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, vol. 31, No. 2, pp. 1129–1138, DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2417758.
- Gonzalez-Longatt F.M.** Impact of Emulated Inertia from Wind Power on Under-Frequency Protection Schemes of Future Power Systems. – *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2016, vol. 4, No. 2, pp. 211–218, DOI: 10.1007/s40565-015-0143-x.