

Научная статья

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31106>



В. Хиат, А.Н. Беляев ✉

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

✉ andrey.belyaev@gmail.com

ПОДДЕРЖАНИЕ ЧАСТОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ И НАКОПИТЕЛЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Аннотация. В статье представлены два метода, направленные на поддержание частоты энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии. Первый метод включает в себя реализацию концепции виртуальной инерции, обеспечиваемой ветроэнергетической установкой (ВЭУ) третьего типа. Этот подход основан на анализе вариаций частотной характеристики ВЭУ, что позволяет оптимизировать реакцию системы на колебания частоты и повысить устойчивость энергосистемы. Второй метод предполагает использование системы накопления энергии (СНЭ), что способствует поддержанию устойчивости в условиях дефицита активной мощности. Результаты показывают, что ВЭУ с управлением виртуальной инерцией и интеграцией СНЭ, а также с использованием комбинированного подхода поддерживает стабильность частоты и улучшает динамическую реакцию энергосистемы.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка, накопитель энергии, виртуальная инерция, асинхронный генератор двойного питания.

Для цитирования:

Хиат В., Беляев А.Н. Поддержание частоты энергосистемы на основе управления ветроэнергетической установкой и накопителем электроэнергии // Глобальная энергия. 2025. Т. 31, № 1. С. 88–101. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31106>

Research article

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31106>

W. Khiat, A.N. Belyaev ✉

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,
St. Petersburg, Russia

✉ andrey.belyaev@gmail.com

GRID FREQUENCY SUPPORT WITH INTEGRATED DFIG-WIND TURBINE AND ENERGY STORAGE SYSTEM

Abstract. The article presents two methods aimed at maintaining the frequency of the power system. The first method involves calculation and implementation of virtual inertia control (VIC) provided by a Doubly-Fed Induction Generator (DFIG). This approach is based on analyzing variations in the frequency response of DFIG, enabling the optimization of system's reaction to frequency fluctuations and enhancing stability of the power system. The second method uses an energy storage system (ESS) to release energy, thereby supporting frequency stability during overload conditions. The results demonstrate that the DFIG, when supported by the additional VIC method and with the integration of ESS, or even with the combined approach supports frequency stability and improves the dynamic response of the overall energy system.

Keywords: wind turbine, energy storage system, virtual inertia, doubly-fed induction generator.

Citation:

Khiat W., Belyaev A.N., Grid frequency support with integrated DFIG-wind turbine and energy storage system, *Global Energy*, 31 (01) (2025) 88–101, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31106>

Введение

Изменение частоты в энергосистеме может быть вызвано небалансом между производством и потреблением электрической энергии [1]. Основным источником энергии в электроэнергетических системах (ЭЭС) являются традиционные тепловые станции с синхронными генераторами большой мощности [2]. Однако из-за ограничения запасов топлива и новых экологических критериев проводимые в данный момент исследования в большей степени ориентированы на интеграцию возобновляемых источников энергии в ЭЭС [3].

Растущее проникновение ветрогенераторов в ЭЭС поставило новые задачи, такие как управление балансом мощности, частотой и устойчивостью в переходных процессах [4], и это, в свою очередь, приводит к созданию множества методов, исследованных в литературе и на практике, которые делятся на три основные категории: управление скоростью ротора, управление углом наклона и управление инерцией [5, 6]. Инерционная система играет чрезвычайно важную роль, поскольку она определяет чувствительность к колебаниям частоты при несбалансированном спросе [7]. При небалансах мощности изменение частоты традиционно носит инерционный характер [8]. Асинхронный генератор с двойным питанием (АГДП) является одним из наиболее часто используемых в ветроэлектрических установках (ВЭУ), с учетом его возможностей при интеграции прерывистой энергии ветра, но развязка механической части от электрической, вызванная типом управления преобразователем, не позволит ему реагировать на изменения частоты сети [9]. ВЭУ аккумулируют значительную кинетическую энергию благодаря вращению своих лопастей. Однако в случае турбин с регулируемой скоростью эта энергия не может быть равномерно использована в сети [10], поэтому требуется дополнительное управление для ее высвобождения.

С другой стороны, система накопления энергии (СНЭ) на сегодняшний день становится ключевым элементом для оптимизации работы сети. Она выполняет функции временного энергетического буфера, обеспечивая хранение энергии, поступающей от источников генерации, с последующей передачей ее к нагрузке или обратно в сеть. Это стратегическое решение направлено на достижение ряда целей, таких как выравнивание спроса и предложения, поддержание уровня напряжения, регулирование частоты, и других задач, способствующих устойчивости и эффективности работы энергосистемы [11].

На четырехмашинной модели Кундура с двумя зонами, одна из которых содержит ВЭУ, проведено исследование управления на уровне регулятора активной мощности в роторной части с целью высвобождения кинетической энергии ветряной турбины и поддержания частоты на основе метода виртуальной инерции (ВИ), а также с использованием СНЭ в программе Matlab/Simulink.

Моделирование АГДП в ВЭУ третьего типа

Предложенная в данной работе методика выделения скрытой инерции ВЭУ третьего типа является развитием метода отслеживания точки максимальной мощности — англ. Maximum Power Point Tracking (MPPT) [4]. Поэтому опишем динамическую модель и управление MPPT ветрогенератора третьего типа.

Согласно [12, 13], уравнения ветрогенератора третьего типа в синхронной системе отсчета dq может быть выражено следующим образом.

Дифференциальные уравнения для потокосцеплений статорных и роторных контуров:

$$\begin{aligned} V_{ds} &= -R_s I_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \omega_c \Psi_{qs}; \\ V_{qs} &= R_s I_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + \omega_c \Psi_{ds}; \\ V_{dr} &= R_r I_{dr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} - (\omega_c - \omega_r) \Psi_{qr}; \\ V_{qr} &= R_r I_{qr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt} + (\omega_c - \omega_r) \Psi_{dr}; \end{aligned} \quad (1)$$

уравнения связи потокосцеплений с токами:

$$\begin{aligned} \Psi_{ds} &= -L_s I_{ds} + L_m I_{dr}; \\ \Psi_{qs} &= -L_s I_{qs} + L_m I_{qr}; \\ \Psi_{dr} &= -L_r I_{dr} + L_m I_{ds}; \\ \Psi_{qr} &= -L_r I_{qr} + L_m I_{qs}; \end{aligned} \quad (2)$$

уравнения движения ротора:

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_r}{dt}; \quad T_e = \frac{3}{2} N_D L_m (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}). \quad (3)$$

где ω_r – угловая скорость ротора, ω_c – синхронная угловая скорость сети, Ψ_s и Ψ_r – потоки статора и ротора, V_s и V_r – векторы напряжения статора и ротора, I_s и I_r – векторы тока статора и ротора, L_s и L_r – индуктивности статора и ротора, R_s и R_r – активные сопротивления статора и ротора, L_m – взаимная индуктивность, T_e – электромагнитный момент, T_m – механический момент, J – момент инерции.

Пренебрегая сопротивлениями статора и учитывая, что поток статора постоянный, можно получить уравнения электрического момента, активной и реактивной мощностей в соответствии с [14] следующим образом:

$$\begin{aligned} T_e &= \frac{3L_m}{2\omega_c L_s} N_D V_s I_{dr}; \\ P_e &= \frac{3\omega_r L_m}{2\omega_c L_s} V_s I_{dr}; \\ Q_s &= -\frac{3}{2L_s} V_s \left(\frac{V_s}{\omega_c} + L_m I_{qr} \right). \end{aligned} \quad (4)$$

Согласно формуле (4), можно заметить развязку электромагнитного момента и реактивной мощности статора, поэтому их управление будет осуществляться только через ток ротора по осям d и q соответственно [4].

Векторное управление ВЭУ третьего типа

Система управления АГДП, используемая в данном исследовании, основана на регулировании преобразователя со стороны ротора. С его помощью поддерживается напряжение статора на желаемом опорном уровне, регулируется активная мощность, подаваемая в энергосистему и реализуется функция отслеживания точки максимальной мощности. Схема векторного управления преобразователя со стороны ротора ВЭУ изображена на рис. 1. В первую очередь вектор линейного напряжения используется для управления блоком фазового детектора, который выдает его угол, необходимый для выполнения прямых и обратных преобразований abc/dq токов линии, сетевых напряжений и управляющих сигналов. В dq -системе координат регулируемые токи и напряжения представляют собой постоянные величины. Поэтому можно использовать простые ПИ-регуляторы, что обеспечивает нулевые установившиеся ошибки. Наконец, управляющие напряжения, выданные контроллером, передаются в блок ШИМ, который создает управляющую последовательность для регулирования мощными транзисторами трехфазного инвертора.

Активная и реактивная мощности контролируются отдельно с помощью внешнего контура, который генерирует опорные сигналы тока I_{rd}^* и I_{rq}^* для управления на уровне внутреннего контура. Опорный сигнал активной мощности определяется в соответствии с кривой МРРТ, показанной на рис. 2 (красная кривая).

В традиционной системе управления активной мощностью ее заданное значение, получаемое из кривой МРРТ, определяется следующим образом [15]:

$$P_{\text{опт}} = \begin{cases} k_{\text{опт}} \omega_r^3 (\omega_0 < \omega_r < \omega_1) \\ \frac{(P_{\text{макс}} - k_{\text{опт}} \omega_1^3)}{(\omega_{\text{макс}} - \omega_1)} (\omega_r - \omega_{\text{макс}}) + P_{\text{макс}} (\omega_1 < \omega_r < \omega_{\text{макс}}), \\ P_{\text{макс}} (\omega_r > \omega_{\text{макс}}) \end{cases} \quad (5)$$

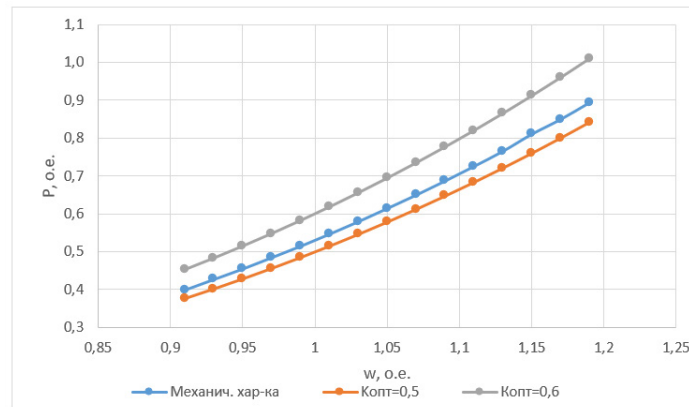


Рис. 3. Механическая характеристика и кривые кубических зависимостей от скорости при разных коэффициентах
Fig. 3. DFIG's mechanical characteristic and cubic dependency curves on speed at different coefficients

Реализация концепции ВИ за счет алгоритма инверторного регулирования

В МРРТ регулирование осуществляется исключительно за счет изменения скорости ротора, который отделен от частоты сети с помощью преобразователя [16]. Однако этот подход не обеспечивает эффективного извлечения скрытой энергии турбины в условиях небаланса мощности в системе. Поэтому требуется усовершенствовать систему управления, добавив контур изменения частоты, чтобы иметь возможность высвободить инерцию ВЭУ. При нормальной работе и с определенной частотой системы ВЭУ третьего типа работает в точке *A* под управлением МРРТ (рис. 2). При изменении частоты системы режим работы перемещается в точку *B*, и ВЭУ переходит в режим ВИ. В результате скорость ротора начинает снижаться, кинетическая энергия, накопленная в процессе вращения, высвобождается для поддержания частоты и происходит переход в точку *C*. Регулирование активной мощности турбины достигается за счет изменения коэффициента $k_{\text{опт}}$ кривой МРРТ на коэффициент ВИ $k_{\text{вир}}$. Принцип работы дополнительной цепи управления показан на рис. 4.

Согласно [4], при условии постоянства механической мощности турбины и скорости ветра соотношение между мощностью в точке *A* и точке *C* можно выразить следующим образом:

$$k_{\text{вир}} \omega_{r1}^3 \approx k_{\text{опт}} \omega_{r0}^3, \quad (6)$$

где ω_{r1} может быть выражено через угловую скорость синхронную с сетью в формуле (5):

$$\omega_{r1} = \omega_{r0} + \Delta\omega_r = \omega_{r0} + \lambda\Delta\omega_c = \omega_{r0} + \lambda 2\pi\Delta f, \quad (7)$$

где λ — угловой коэффициент инерции, равный отношению $\Delta\omega_r / \Delta\omega_c$.

Подставляя (7) в (6), получим формулу расчета коэффициента управления ВИ $k_{\text{вир}}$:

$$k_{\text{вир}} = \frac{\omega_{r0}^3}{(\omega_{r0} + \lambda 2\pi\Delta f)^3} k_{\text{опт}}. \quad (8)$$

Применение методики ВИ в тестовой модели энергосистемы

Для проверки реакции ветрогенератора с ВИ на высвобождение дополнительной активной мощности в сети выполним расчеты переходных процессов в Matlab/Simulink модели Кундура с двумя зонами, показанными на рис. 5.

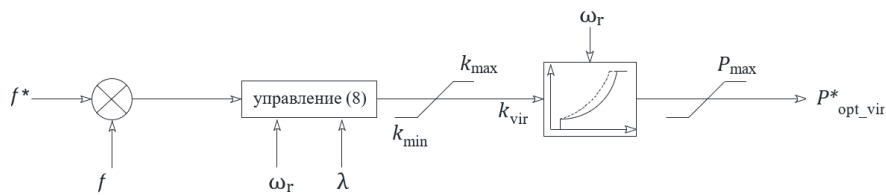


Рис. 4. Принцип работы цепи ВИ

Fig. 4. Principal diagram of VIC

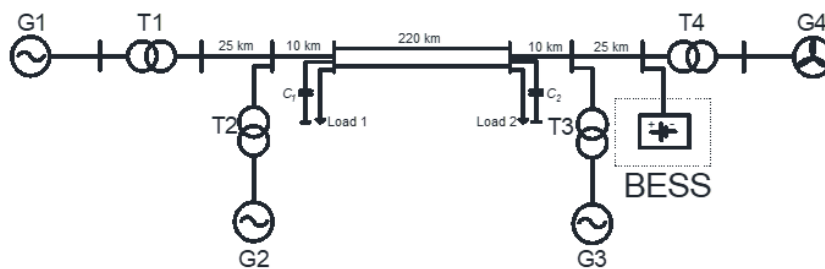


Рис. 5. Схема рассматриваемой четырехмашинной энергосистемы

Fig. 5. Diagram of four-machines Kundur power system

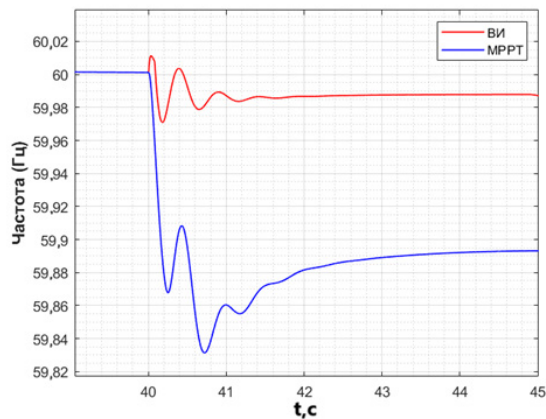
Первая зона содержит два синхронных генератора $G1$ и $G2$. Мощность первой зоны составляет 4,709 и 8,750 МВт соответственно, при этом нагрузка (Load 1) равна 12,9 МВт. Вторая зона включает синхронный генератор $G3$ и ветрогенератор $G4$ мощностью 7,19 МВт и 9 МВт соответственно, с нагрузкой (Load 2) 12,87 МВт. Две батареи статических конденсаторов $C1$ и $C2$ установлены параллельно нагрузкам Load 1 и Load 2 соответственно, для компенсации реактивной мощности и поддержания напряжения по концам протяженной (220 км) линии связи между зонами. Их общая реактивная мощность составляет 4,5 Мвар. Базисные мощность и напряжение системы равны 9 МВт и 25 кВ соответственно.

Скорость ветра считается постоянной и равной 10 м/с. Примем, что активная мощность генератора $G3$ уменьшилась на 15% на 40-й секунде. ВЭУ переключается из режима МРРТ в режим ВИ после уменьшения частоты на 0,1 Гц. На рис. 6а показана разница в изменении частоты с учетом ВИ и без нее. Из графика видно, что управление ВИ помогло системе, увеличив минимальное значение частоты с 59,831 до 59,971 Гц, и даже в установившемся режиме кривая частоты при управлении ВИ приближается к 59,987 Гц, а кривая при использовании управления МРРТ практически стабилизируется на 59,893 Гц. Аналогично напряжение во второй области (рис. 6б) падает до 0,992 о.е. при управлении МРРТ и остается равным 1,001 о.е. с использованием ВИ. Кривые управления ВИ будут располагаться выше, чем кривые управления МРРТ, в течение 5 секунд.

Сравнение динамических характеристик активной мощности с регулятором ВИ и без него показано на рис. 7. При резком снижении выработки активной мощности в энергосистеме на 15% у генератора $G3$ ветротурбина увеличила свою выходную мощность на 0,104 о.е. (т.е. на 1,248 МВт) при управлении ВИ, что привело к замедлению ротора, т.е. механическая мощность снизилась до 0,677 о.е. При управлении же МРРТ электрическая и механическая мощности остаются неизменными.

Этот эффект поддерживает систему в течение первых 5 секунд отклонения частоты, однако при отсутствии накопителя ВЭУ не может самостоятельно обеспечивать поддержку системы на более длительный промежуток времени.

a)



b)

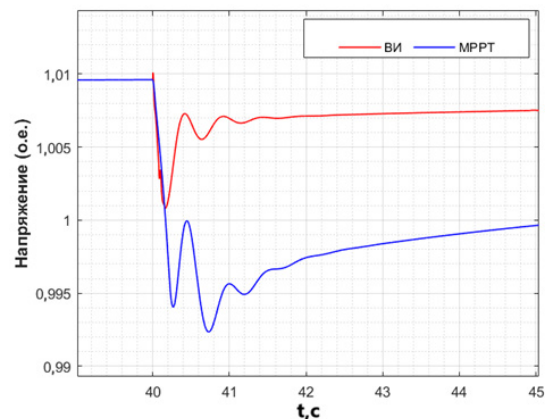


Рис. 6. Изменение частоты в Гц (a) и напряжения на шинах генератора G3 в о.е. (б) (синие кривые – регулятор MPPT, красные – регулятор ВИ)

Fig. 6. Frequency variation in Hz (a) and bus voltage of generator No. 3 in p.u. (b) (blue curves – MPPT controller, red curves – VIC)

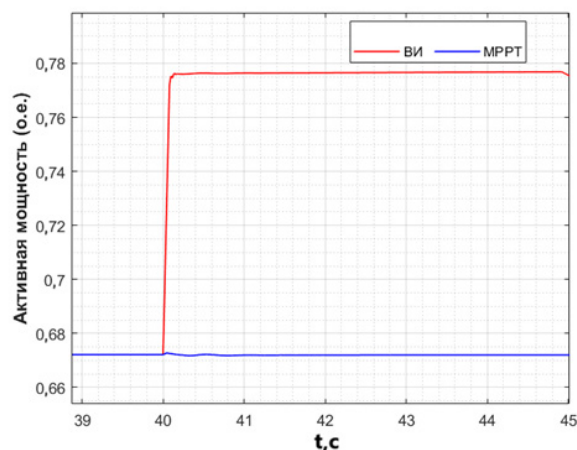


Рис. 7. Выдаваемая активная мощность ВЭУ в о.е. (синяя кривая – регулятор MPPT, красная – регулятор ВИ)

Fig. 7. Active power output of DFIG in p.u. (red curves – VIC, blue curves – MPPT controller)

Интеграция СНЭ в ЭЭС с ВЭУ

Накопитель моделируется источником тока, подключенным к шинам ВЭУ (на рис. 5 обозначен как BESS – Battery Energy Storage System). СНЭ управляется за счет изменения частоты для высвобождения энергии в случаях перегрузки сети или снижения производства электрической энергии. Отклонение частоты является входным сигналом системы регулирования накопителя. Входной сигнал определяет необходимые уровни выдачи или потребления в зависимости от режима работы накопителей. Когда входной сигнал положительный, система функционирует как потребитель мощности, накапливая ее в аккумуляторной батарее. При отрицательном входном сигнале система выдает активную мощность, и накопители начинают разряжаться.

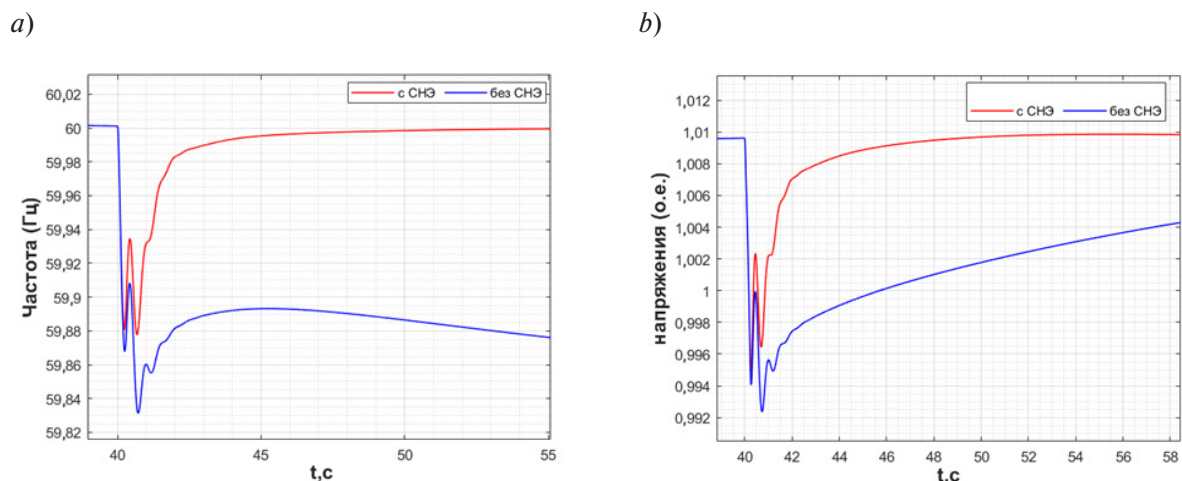


Рис. 8. Изменение частоты в Гц (а) и напряжение на шинах генератора $G3$ в о.е. (красные кривые – при использовании СНЭ и синие – без СНЭ) (б)

Fig. 8. Frequency variation in Hz (a) and bus voltage of generator No. 3 in p.u. (b) (red curves – with ESS, blue curves – without ESS)

Рассмотрим аналогичный случай, когда мощность генератора $G3$ падает на 15% на 40-й секунде. Полученные результаты показаны на рис. 8.

На рис. 8 видно, что после интеграции СНЭ частота, измеренная на шинах генератора $G3$, вернулась к номинальному значению в течение 13 секунд после снижения до 59,88 Гц. По сравнению с первоначальным опытом (без ВИ и без накопителя), где частота продолжала снижаться до 59,83 Гц, использование системы накопления оказалось весьма эффективным, поскольку стабилизировало частоту на уровне 60 Гц.

Аналогичная ситуация наблюдается с напряжением, измеренным на шинах $G3$, которое также эффективно поддерживается системой накопления. Активная мощность, подаваемая системой накопления на шины № 4, начала увеличиваться до 0,124 о.е. сразу после снижения частоты на 0,01 Гц (рис. 9).

Сравнение реакции энергосистемы при применении различных методов регулирования

Для того чтобы наглядно показать разницу между предыдущими способами поддержания частоты энергосистемы, ниже представлены результаты, полученные при тестировании с управлением ВИ, СНЭ, а также ВИ и СНЭ одновременно (рис. 10).

Кривые на рис. 10а показывают различные изменения частоты напряжения на шинах генератора $G3$. При управлении ВИ частота снижается до 59,979 Гц, затем повышается до 59,987 Гц в течение первых 5 секунд после снижения генерации, но затем снова падает до 59,820 Гц. При использовании СНЭ частота снижается до 59,88 Гц, затем повышается и стабилизируется на номинальном уровне через 13 секунд. Третья кривая, полученная при одновременном использовании обоих методов (управление ВИ и СНЭ), показывает, что частота снижается до 59,982 Гц после окончания эффекта ВИ, затем повышается и достигает номинального значения через 30 секунд, что отражает комбинированный и компенсирующий эффект двух механизмов регулирования частоты.

На рис. 10б показано, что при управлении ВИ напряжение снижается до 1,001 о.е. и приближается к номинальному значению в течение 60 секунд. При использовании СНЭ напряжение снижается до 0,995 о.е. и достигает номинального значения за 30 секунд. При одновременном применении обоих методов напряжение снижается до 1,001 о.е. и возвращается к исходному состоянию через 45 секунд.

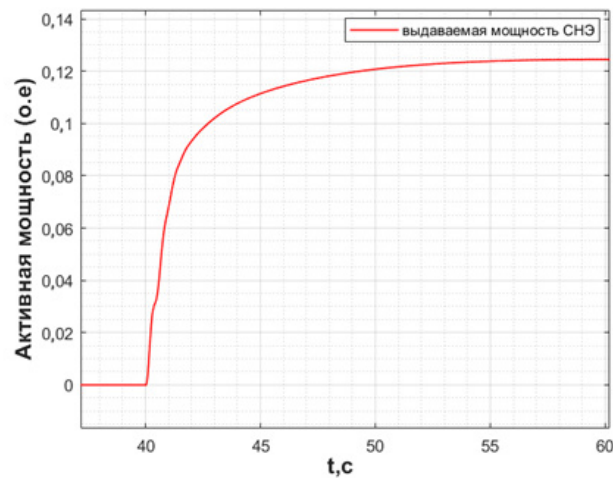
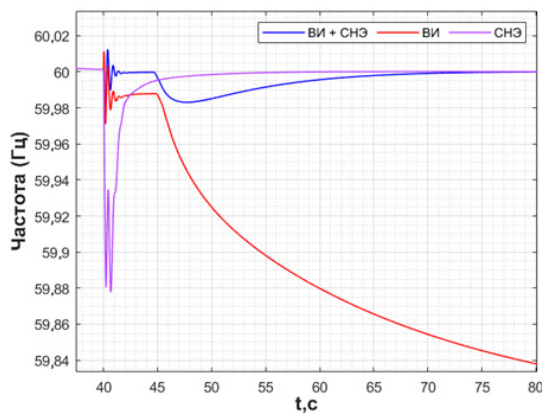


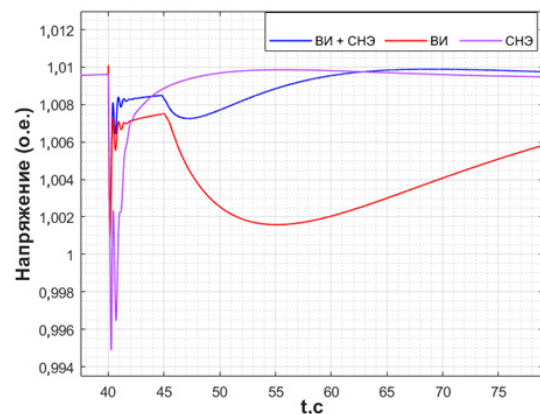
Рис. 9. Выдача активной мощности накопителем в о.е.

Fig. 9. Active power output of the energy storage system in p.u.

a)



b)

Рис. 10. Изменение частоты сети (а) и напряжение на шинах второй области (б)
(красная кривая – регулятор ВИ, фиолетовая – с СНЭ и синяя – ВИ + СНЭ)Fig. 10. Power system frequency variation (a) and voltage at bus of second area (b)
(red curve – VIC controller, purple – with ESS, and blue – VIC + ESS)

На рис. 11 показано, что мощность, предоставляемая СНЭ и ветроустановкой, комбинируется для повышения частоты до ее номинального значения. При этом СНЭ демонстрирует гибкость и работает в координации с ветроустановкой.

Выводы

Предложена методика высвобождения и расчета ВИ, выдаваемой ветроэлектростанцией на базе ВЭУ третьего типа для поддержания частоты ЭЭС. В программе Matlab/Simulink создана тестовая четырехмашинная модель (разработанная на основе схемы Кундура) для проверки надежности предложенного метода в сети. Показано, что ВЭУ не может самостоятельно поддерживать и компенсировать резкие и внезапные изменения баланса мощности в ЭЭС. Выброс кинетической энергии, заблокированной в роторе, в сеть благодаря методу управления ВИ обеспечивает

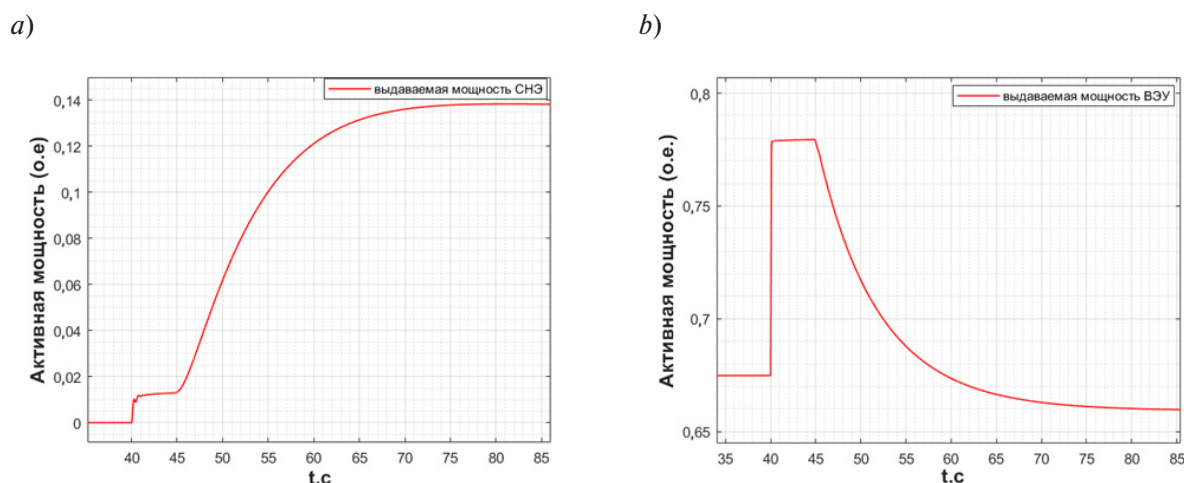


Рис. 11. Выдача активной мощности накопителем (а) и ВЭУ (б) при одновременном регулировании СНЭ и ВИ
Fig. 11. Active power output of battery (a) and DFIG (b) while using VIC and ESS

поддержание частоты сети во время внезапного увеличения нагрузки или снижения генерации. Поскольку управление ВИ имеет ограниченный по времени ресурс, предложено использование системы накопления электрической энергии, которая компенсирует потери производства в сети. Частота поднялась до исходного значения благодаря мощности, отдаваемой аккумуляторной батареей.

Таким образом, наиболее целесообразным является совместное применение метода ВИ для регулирования в первые несколько секунд переходного процесса и СНЭ для поддержания частоты и напряжения и возврата ЭЭС к номинальному режиму.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Rousseau J., Vorwerk J., Avramiotis I., Welti C., Hug G. Employing imbalance forecasts to proactively counteract deterministic frequency deviations, 2023 IEEE Belgrade PowerTech, (2023) 1–6. DOI: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202798
- [2] Guo X., Lou S., Wu Y., Wang Y. Low-carbon operation of combined heat and power integrated plants based on solar-assisted carbon capture, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 10 (5) (2022) 1138–1151. DOI: 10.35833/MPCE.2021.000046
- [3] Zhao Y. A Review of Renewable Energy and Power System Integration, Applied and Computational Engineering, 126 (1) (2025) 10–15. DOI: 10.54254/2755-2721/2025.20092
- [4] Zhu X., Wang Y., Xu L., Zhang X., Li H. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support, IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011), (2011) 1–6. DOI: 10.1049/cp.2011.0189
- [5] Žertek A., Verbič G., Pantoš M. Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines, IET Renewable Power Generation, 6 (1) (2012) 17–23. DOI: 10.1049/iet-rpg.2010.0233
- [6] Ma H.T., Chowdhury B.H. Working towards frequency regulation with wind plants: Combined control approaches, IET Renewable Power Generation, 4 (4) (2010) 308–316. DOI: 10.1049/iet-rpg.2009.0100
- [7] Chen P., Qi C., Chen X. Virtual inertia estimation method of DFIG-based wind farm with additional frequency control, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 9 (5) (2021) 1076–1087. DOI: 10.35833/MPCE.2020.000908

- [8] **Zhang Z., Preece R.** Effects of inertia distribution on regional frequency heterogeneity, *Electric Power Systems Research*, 231 (2024) 110340. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110340
- [9] **Hao L., Ji J., Xie D., Wang H., Li W., Asaah P.** Scenario-based unit commitment optimization for power system with large-scale wind power participating in primary frequency regulation, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8 (6) (2020) 1259–1267. DOI: 10.35833/MPCE.2019.000418
- [10] **Okonkwo P.C., Mansir I.B., Al Housni F., Beitelmal W.H., Al Kaaf K., Ogunleye G.J.** Chapter 8 – Provision of kinetic energy support from wind turbines for frequency regulation services in the modern grid, *Advanced Frequency Regulation Strategies in Renewable-Dominated Power Systems*, (2024) 167–180. DOI: 10.1016/B978-0-323-95054-1.00018-4
- [11] **Tan R.H.G., Tinakaran G.K.** Development of battery energy storage system model in MATLAB/Simulink, *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 9 (1) (2020) 180–188. DOI: 10.12720/sgce.9.1.180-188
- [12] **Tapia A., Tapia G., Ostolaza J.X., Saenz J.R.** Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 18 (2) (2003) 194–204. DOI: 10.1109/TEC.2003.811727
- [13] **Xu L., Wang Y.** Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions, *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (1) (2007) 314–323. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.889113
- [14] **Tapia-O. R., Aguilar-M. O., García-B. A., Santos-S. O.J.** Adaptive PI controllers for doubly fed induction generator using B-spline artificial neural networks, *International Journal of Computer Applications*, 80 (16) (2013) 37–42. DOI: 10.5120/13956-1949
- [15] **Денисенко А.И., Смоловик С.В., Чудный В.С.** Динамическое поддержание частоты в энергосистеме за счет асинхронизированного синхронного ветрогенератора // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2022. Т. 2, № 87. С. 5–10.
- [16] **Junyent-Ferr A., Pipelzadeh Y., Green T.C.** Blending HVDC-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6 (3) (2015) 1059–1066. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2360147

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ХИАТ Валид — аспирант, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, *PhD*.

E-mail: hiat.v@edu.spbstu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-8823-8104>

БЕЛЯЕВ Андрей Николаевич — профессор, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, *д-р техн. наук*.

E-mail: andrey.belyaev@gmail.com

REFERENCES

- [1] **J. Rousseau, J. Vorwerk, I. Avramiotis, C. Welti, G. Hug**, Employing imbalance forecasts to proactively counteract deterministic frequency deviations, *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, (2023) 1–6. DOI: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202798
- [2] **X. Guo, S. Lou, Y. Wu, Y. Wang**, Low-carbon operation of combined heat and power integrated plants based on solar-assisted carbon capture, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 10 (5) (2022) 1138–1151. DOI: 10.35833/MPCE.2021.000046

- [3] **Y. Zhao**, A Review of Renewable Energy and Power System Integration, *Applied and Computational Engineering*, 126 (1) (2025) 10–15. DOI: 10.54254/2755-2721/2025.20092
- [4] **X. Zhu, Y. Wang, L. Xu, X. Zhang, H. Li**, Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support, *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, (2011) 1–6. DOI: 10.1049/cp.2011.0189
- [5] **A. Žertek, G. Verbič, M. Pantoš**, Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines, *IET Renewable Power Generation*, 6 (1) (2012) 17–23. DOI: 10.1049/iet-rpg.2010.0233
- [6] **H.T. Ma, B.H. Chowdhury**, Working towards frequency regulation with wind plants: Combined control approaches, *IET Renewable Power Generation*, 4 (4) (2010) 308–316. DOI: 10.1049/iet-rpg.2009.0100
- [7] **P. Chen, C. Qi, X. Chen**, Virtual inertia estimation method of DFIG-based wind farm with additional frequency control, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9 (5) (2021) 1076–1087. DOI: 10.35833/MPCE.2020.000908
- [8] **Z. Zhang, R. Preece**, Effects of inertia distribution on regional frequency heterogeneity, *Electric Power Systems Research*, 231 (2024) 110340. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110340
- [9] **L. Hao, J. Ji, D. Xie, H. Wang, W. Li, P. Asaah**, Scenario-based unit commitment optimization for power system with large-scale wind power participating in primary frequency regulation, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8 (6) (2020) 1259–1267. DOI: 10.35833/MPCE.2019.000418
- [10] **P.C. Okonkwo, I.B. Mansir, F. Al Housni, W.H. Beitelmal, K. Al Kaaf, G.J. Ogunleye**, Chapter 8 – Provision of kinetic energy support from wind turbines for frequency regulation services in the modern grid, *Advanced Frequency Regulation Strategies in Renewable-Dominated Power Systems*, (2024) 167–180. DOI: 10.1016/B978-0-323-95054-1.00018-4
- [11] **R.H.G. Tan, G.K. Tinakaran**, Development of battery energy storage system model in MATLAB/Simulink, *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 9 (1) (2020) 180–188. DOI: 10.12720/sge.9.1.180-188
- [12] **A. Tapia, G. Tapia, J.X. Ostolaza, J.R. Saenz**, Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 18 (2) (2003) 194–204. DOI: 10.1109/TEC.2003.811727
- [13] **L. Xu, Y. Wang**, Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions, *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (1) (2007) 314–323. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.889113
- [14] **R. Tapia-O., O. Aguilar-M., A. García-B., O.J. Santos-S.**, Adaptive PI controllers for doubly fed induction generator using B-spline artificial neural networks, *International Journal of Computer Applications*, 80 (16) (2013) 37–42. DOI: 10.5120/13956-1949
- [15] **A.I. Denisenko, S.V. Smolovik, V.S. Chudnyi**, Dinamicheskoe podderzhanie chastoty v energosisteme za schet asinkhronizirovannogo sinkhronnogo vetrogeneratora [Dynamic frequency maintenance in the power system using an asynchronous synchronous wind generator], *Izvestiya NTC Edinoj Energeticheskoy Sistemi [STC of Unified Power System Proceedings]*, 2 (87) (2022) 5–10
- [16] **A. Junyent-Ferr, Y. Pipelzadeh, T.C. Green**, Blending HVDC-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6 (3) (2015) 1059–1066. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2360147

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Walid KHIAT – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
 E-mail: hiat.v@edu.spbstu.ru
 ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-8823-8104>

Andrey N. BELYAEV – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: andrey.belyaev@gmail.com

Поступила: 10.03.2025; Одобрена: 24.03.2025; Принята: 26.03.2025.
Submitted: 10.03.2025; Approved: 24.03.2025; Accepted: 26.03.2025.