



Обзорная статья
УДК 621.3.07
EDN: FJPN DG
DOI: 10.21285/1814-3520-2023-4-694-726

Возможность использования мультиагентного управления режимами виртуальной инерции ветроэлектрической станции

В.Ю. Астапов^{1✉}

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Резюме. Цель – провести обзор литературных источников, посвященных увеличению эффективности и качеству управления ветроэлектрическими станциями. Анализируются работы по снижению негативного влияния ветроустановок на энергосистему и их участию в оказании системных услуг, например первичном регулировании частоты. Изучено около 150 научных статей и обзоров, подобранных в различных научных источниках (в том числе IEEE, Web of Science и Scopus) по ключевым словам «ветроэлектрическая станция», «ветроустановка», «мультиагентное управление», «виртуальная инерция», «микросеть», «виртуальная электростанция», «регулирование частоты». Применен метод систематизированного обзора специализированных источников, который дает возможность обеспечить четко определенную структуру для данной области исследований путем категоризации статей. Показано, что развитие технологий, позволяющих повысить регулировочные способности ветроэлектрической станции, является актуальной задачей, так как низкая инерция источников возобновляемой энергии приводит к снижению устойчивости энергосистем, в составе которых значительную долю составляют ветроэлектрические станции. Из анализа литературных источников следует, что одним из решений повышения устойчивости таких энергосистем является создание виртуальной инерции ветроэнергетических установок. Однако, ввиду ограниченных мощности и возможностей регулирования каждого отдельного ветрогенератора, эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при ее независимой реализации на отдельных установках. Более того, показано, что несогласованное управление может повлиять на устойчивость системы. В данном обзоре выполнен анализ специализированных источников по вопросу скоординированного мультиагентного управления виртуальной инерцией нескольких ветроустановок (ветропарка). Сделан вывод о том, что на сегодняшний день исследования предлагаемого подхода не проводились либо не представлены, а описанные в обзоре тезисы можно подтвердить, разработав необходимые алгоритмы и проведя анализ результатов.

Ключевые слова: ветроэлектрическая станция, ветроустановка, мультиагентное управление, виртуальная инерция, микросеть, виртуальная электростанция, регулирование частоты

Благодарности: Исследование проводилось в рамках государственного задания Российской Федерации по проекту FWEU-2021–0001.

Для цитирования: Астапов В.Ю. Возможность использования мультиагентного управления режимами виртуальной инерции ветроэлектрической станции. // iPolytech Journal. 2023. Т. 27. № 4. С. 694–726. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2023-4-694-726>. EDN: FJPN DG.

POWER ENGINEERING

Review article

Applicability of multi-agent control for virtual inertia modes in a wind power plant

Vyacheslav Yu. Astapov^{1✉}

¹Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

Abstract. This work presents a literature review devoted to increasing the efficiency and quality of managing wind power plants. The analysis focuses on mitigating the adverse effects of wind turbines on the power system and providing system services, such as primary frequency regulation. Nearly 150 scientific publications and reviews, selected from various scientific sources (such as IEEE, Web of Science and Scopus) by the keywords, including “wind power station”, “wind turbine”, “multi-agent control”, “virtual inertia”, “microgrid”, “virtual power plant”, and “frequency control”, were evaluated.

A systematic review methodology of specialised sources was applied, which offers a defined structure for this field of research by categorising articles. The study emphasises the urgency of developing technologies to increase the regulation capacity of a wind power plant, since the low inertia of renewable energy sources leads to a decrease in the stability of power systems, a significant proportion of which accounts for wind power plants. It follows from the literature review that one of the means to increase the stability of such power systems is the creation of virtual inertia for wind power plants. However, due to the limited capacity and control capabilities of each individual wind turbine, the efficiency of introduced virtual inertia may be insufficient, when implemented for individual units. Moreover, it is shown that uncoordinated control can affect the stability of the system. In this review, the specific sources considering coordinated multi-agent control of the virtual inertia for several wind turbines (wind power plants) were analysed. The review concludes that the proposed approach is currently understudied, while the outlined theses can be confirmed by developing the necessary algorithms and analysing the results.

Keywords: wind power plant, wind turbine, multi-agent control, virtual inertia, microgrid, virtual power plant, frequency control

Acknowledgements: The study was carried out within the framework of the state assignment of the Russian Federation No. FWEU-2021-0001.

For citation: Astapov V.Yu. Applicability of multi-agent control for virtual inertia modes in a wind power plant. *iPolytech Journal*. 2023;27(4):694-726. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2023-4-694-726>. EDN: FJPDNG.

Список сокращений

ВЭУ	– Ветроэнергетическая установка	СГПМ	– Синхронный генератор с постоянными магнитами
ВЭС	– Ветровая электростанция	УПП	– Устройство плавного пуска
СЭС	– Солнечная электростанция	БК	– Батарея конденсаторов
МГЭС	– Малая гидроэлектростанция	ПЧ	– Преобразователь частоты
ВИЭ	– Возобновляемые источники энергии	ВИ	– Виртуальная инерция
АГКЗ	– Асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором	УВИ	– Управление виртуальной инерцией
АГФР	– Асинхронный генератор с фазным ротором	МАУ	– Мультиагентное управление
АГДП	– Асинхронный генератор двойного питания	АКБ	– Аккумуляторная батарея
МДП	– Машина двойного питания	СК	– Суперконденсатор

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в мире наблюдается растущее внедрение возобновляемых источников энергии, в том числе ветроустановок в качестве основных источников электроэнергии в энергосистемах. Глобальный совет по ветроэнергетике (GWEC) 19 мая 2022 г. опубликовал отчет об установках ветряных турбин в мире по итогам 2021 г. Тридцать производителей ветроэнергетических установок (ВЭУ) ввели в эксплуатацию 29 234 турбины общей мощностью 104,7 ГВт. В будущем в связи с кризисом традиционных энергоресурсов эта цифра будет еще значительнее.

При этом и в России наблюдается рост установленной мощности ВЭУ. Согласно данным отчета компании «Системный оператор Единой энергетической системы», установленная мощность аттестованных и функционирующих на оптовом энергетическом рынке России ВЭС на начало 2022 г. составляет 1937,7 МВт. Выработка ВЭС в марте 2022 г. была 532,3 млн кВт·ч, что на 53,8% больше, чем в марте 2021 г. С начала года выработка ВЭС увеличилась на 78,9%, по сравнению с первым кварталом 2021 г., и составила 1586,3 млн кВт·ч.

В России действуют меры господдержки строительства генерирующих объектов на основе ВИЭ. Минэнерго России ожидает, что до 2035 г. в Российской Федерации будет введено 6,7 ГВт мощностей на базе ВИЭ, куда помимо ветроэнергетики входит также и солнечная энергетика. Сейчас, по данным Ассоциации развития возобновляемой энергии, мощность ВИЭ равна 5,3 ГВт, или 2,1% мощности энергосистемы России.

При этом, согласно некоторым исследованиям [1], негативное влияние ВИЭ на устойчивость энергосистемы отчетливо наблюдается при ее доле в 10%, а в некоторых случаях и 5% от установленной мощности. Можно сделать вывод о том, что в ближайшее десятилетие в России придется столкнуться с негативным эффектом от развития возобновляемых источников энергии в некоторых составных единицах энергосистемы страны, где установка ВИЭ наиболее целесообразна.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Проанализировано около 150 научных статей и обзоров, подобранных в различных научных источниках (в том числе IEEE, Web of Science и Scopus) по ключевым словам «ветро-

электрическая станция», «ветроустановка», «мультиагентное управление», «виртуальная инерция», «микросеть», «виртуальная электростанция», «регулирование частоты». Для данного исследования был применен метод систематизированного обзора специализированных литературных источников, который позволяет обеспечить четко определенную структуру для данной области исследований путем категоризации статей.

ВЛИЯНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ЭНЕРГОСИСТЕМУ

Говоря о негативном влиянии ВИЭ на энергосистему, имеются в виду два аспекта. Во-первых, это стохастический характер выработки электроэнергии [2, 3]. Если традиционные источники энергии могут гарантировать выдачу мощности в тот или иной момент времени, то нетрадиционные источники (солнечные и ветровые установки) не могут соблюсти это условие. Борьбаться с неопределенностью можно применением различных стратегий управления, о которых пойдет речь в данном обзоре, а также обеспечением резервов мощности, использованием комбинации ветровых и солнечных источников энергии, систем накопления электроэнергии.

Второй аспект связан со способом подключения источников ветровой и солнечной электроэнергии к сети. Ветроустановки (как и солнечные электростанции) подключены к сети с использованием силовых выпрямительно-инверторных преобразователей, разрывающих инерционную связь между вращающимся ротором ветрогенератора и энергосистемой, к которой он подключен. У солнечных электростанций вообще нет вращающихся частей.

Если классические генераторы традиционных источников энергии, такие как гидро- и турбогенераторы, при возникновении возмущений в электрической сети (быстро отключаемое короткое замыкание) способны сохранять устойчивость своей работы, благодаря тому что для изменения их выходных параметров необходимо значительно большее время на разгон и торможение роторов, то силовые преобразователи ветроустановок способны мгновенно реагировать на изменение параметров сети, что, свою очередь, может вызывать опасные для самого преобразователя режимы работы ветроэнергетической установки (ВЭУ) и может произойти вынужден-

ное отключение ветроустановки от сети. При большой доле ветрогенерации в составе энергосистемы это вызывает снижение ее надежности, выражающееся, в частности, в увеличении амплитуды колебания частоты в сети при нарушении баланса мощности. Например, даже небольшое отключение части генерации, которое в системе с традиционными источниками энергии за счет их инерции не привело бы к значительному снижению частоты, а впоследствии было бы оперативно скорректировано, в энергосистеме с высокой долей ВИЭ может привести к падению частоты, а при отсутствии необходимых алгоритмов управления – к ее устойчивому снижению. Коррекция частоты в этом случае может быть выполнена только через достаточно длительный промежуток времени с использованием вторичного регулирования.

Таким образом, вследствие возрастающих требований потребителей к надежности их электроснабжения и качеству поставляемой электроэнергии, а также массового применения силовой электроники для подключения вышеуказанных типов генерирующих установок [4], необходимо осуществление цифровизации таких систем, создание информационно-коммуникативных и управляющих подсистем.

Инерционность силового выпрямительно-инверторного преобразователя можно повысить за счет создания так называемой «виртуальной инерции». Однако ввиду ограниченной мощности и возможностей регулирования каждого отдельного ветрогенератора эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при независимой ее реализации на отдельных установках. Более того, несогласованное управление может повлиять на устойчивость системы.

В данном обзоре выполнен анализ специализированных источников по вопросу скоординированного мультиагентного управления несколькими ветроустановками (ветропарком). В таблице представлено разделение материалов на категории.

Обзор поделен на 3 раздела. В 1 разделе описываются существующие стратегии управления ветроустановками, их моделирование и базовая теория, в том числе стратегия мультиагентного регулирования. Во 2 разделе рассматриваются две основные концепции интеграции ВИЭ – микросеть и виртуальная

Категоризация статей
Source categories

№	Категория	Литературные источники
1	Базовая теория, общие обзоры	[2–9]
2	Мультиагентное управление	[35, 37–46, 60–72]
3	Стратегии управления ВЭУ	[11, 13–14, 18, 20–25, 31–34, 129]
4	Моделирование ВЭУ	[12, 15–17, 19, 26–30]
5	Микросети	[47–59, 98]
6	Виртуальная инерция	[10, 96–97, 101–128]
7	Поддержание частоты в энергосистеме с помощью ВЭУ	[1, 84–95, 99–100]
8	Виртуальная электростанция	[36, 73–83]

электростанция. В 3 разделе обосновывается и описывается участие ветроустановок в поддержании частоты в сети, в том числе посредством обеспечения виртуальной инерции.

1. БАЗОВАЯ ТЕОРИЯ. ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ, ИХ МОДЕЛИРОВАНИЕ И СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ ИМИ

Как известно, ветроустановка преобразует кинетическую энергию ветрового потока в механическую энергию вращения ротора с последующим ее преобразованием в электрическую энергию. Теоретическое описание работы ВЭУ, базовые методы расчета ветряков появились в нашей стране еще во времена СССР с трудами Г.Х. Сабина [5] и Е.М. Фатеева [6]. При этом и в настоящее время разрабатываются отечественные учебные, справочные и методические пособия, в частности пособие П.П. Безруких² [7], в книге которого имеются основные формулы расчета ветроэлектрических установок, большой справочный материал по зарубежным и отечественным ветроустановкам. В монографии В.В. Елистратова [2] рассмотрены принципиальные вопросы современного состояния развития энергетики возобновляемых источников, проанализированы причины бурного роста мощности установок на основе ВИЭ в мире. Показано, что движущими силами, заставляющими государства заниматься интенсивным развитием ВИЭ, является необходимость обеспечения ресурсной безопасности, энергетической и экологической, а также социально-экономической.

Детально проанализирован мировой опыт законодательской работы по поддержке раз-

вития ВИЭ и принимаемые в России акты. Даны технические схемы и установки по использованию отдельных видов возобновляемой энергии, методики определения их параметров. Учитывая стохастический характер выработки энергии ВИЭ, для создания надежной системы энергоснабжения дается классификация видов и принципы аккумулирования и комплексного использования энергии ВИЭ, в том числе с использованием принципов гидравлического аккумулирования энергии ВИЭ. В труде В.М. Ляхера [8] приведены общие положения о развитии ветроэнергетики, в том числе за счет размещения ветроагрегатов в акваториях морей. В статьях российских ученых [3] описывается развитие ситуации с использованием ВИЭ в России, приводится методология развития изолированных энергосистем с использованием ВИЭ, в статьях С.В. Грибкова, И.В. Юдаева, С.А. Ракитова [9] можно найти примеры моделирования ВЭУ с вертикальной осью.

Исходя из вышеизложенных трудов, можно выделить четыре типа ветроэлектрических установок.

1. ВЭУ с асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором (АГКЗ).

В данной ветроустановке используется АГКР, который непосредственно подключен к сети через трансформатор (Т) (рис. 1).

Данная система активно использовалась в Европе в 1980-х и 1990-х годах.

Редуктор (Р) в данной схеме необходим для увеличения частоты вращения генератора, чтобы при номинальной скорости ветра иметь возможность развивать свою номинальную мощность. При запуске системы возникают высокие пусковые токи, поэтому необходимо,

²Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: справ.-метод. издание / под общ. ред. П.П. Безруких. М.: ИнтехэнергоИздат; Теплоэнергетик, 2014. 304 с.

чтобы они ограничивались. Для этого используется устройство плавного пуска (УПП), которое после запуска системы отключается переключателем. Реактивную мощность генератора обеспечивает батарея конденсаторов (БК).

Для того чтобы увеличить диапазон рабочей частоты вращения ветроустановки и, как следствие, генерируемую мощность, а также уменьшить потери на намагничивание при низкой скорости ветра, используется либо два генератора с разным числом пар полюсов, либо один генератор, но с двумя обмотками, имеющими разное число пар полюсов.

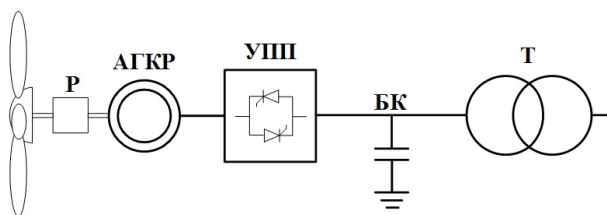


Рис. 1. Ветроэнергетическая установка с АГКР:
АГКР – асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором; Р – редуктор; УПП – устройство плавного пуска; Т – трансформатор; ВТ – ветротурбина, БК – батарея конденсаторов

Fig. 1. Wind power plant with an asynchronous generator with a squirrel-cage rotor: АГКР – asynchronous generator with a squirrel-cage rotor; Р – gearbox; УПП – soft starter; Т – transformer; ВТ – wind turbine, БК – capacitor bank

Преимущества:

- 1) высокая надежность;
- 2) низкая стоимость;
- 3) простота конструкции;

4) в конструкции отсутствуют кольца скольжения, которые периодически надо обслуживать.

Недостатки:

1) система подключается к сети только при заданной скорости ветра, потому что только при этом обеспечивается требуемое качество напряжения;

2) из-за отсутствия необходимых контуров управления колебания скорости ветра переносятся на механические колебания, что отражается в виде неравномерности электрической мощности;

3) при малых скоростях ветра возможна только автономная работа.

2. ВЭУ с асинхронным генератором с фазным ротором с регулированием сопротивления обмотки ротора.

В данной ветроустановке используется АГФР (асинхронный генератор с фазным ротором), который непосредственно подключен к сети через трансформатор (рис. 2). В схему фазных обмоток ротора последовательно

включены регулируемые сопротивления, изменение которых влияет на характеристики крутящего момента генератора. Это позволяет ветроустановке работать с разной скоростью вращения турбины. Однако резисторная группа имеет ограниченную мощность теплоотдачи, поэтому рабочий диапазон равен порядка $0 \div 10\%$ относительно номинальной частоты.

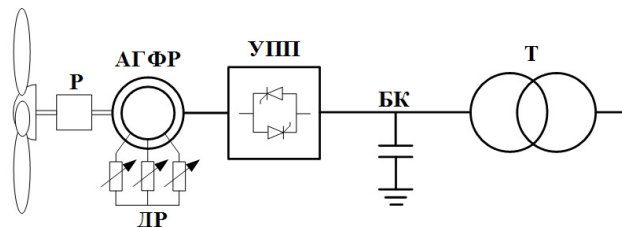


Рис. 2. Ветроэнергетическая установка с АГФР:
АГФР – асинхронный генератор с фазным ротором; Р – редуктор; ДР – дополнительные резисторы; УПП – устройство плавного пуска; БК – батарея конденсаторов; Т – трансформатор

Fig. 2. Wind power plant with an asynchronous generator with a wound rotor: АГФР – asynchronous generator with a wound rotor; Р – gearbox; ДР – additional resistors; УПП – soft starter; БК – capacitor bank; Т – transformer

Преимущества:

- 1) низкая стоимость;
- 2) простота;
- 3) благодаря переменной скорости АГФР может отбирать больше энергии ветра, чем АГКЗ.

Недостатки:

- 1) диапазон скоростей ограничен 10%;
- 2) потери на резисторах;
- 3) также требует плавного пуска и компенсации реактивной мощности.

Первые два типа ВЭУ (АГКЗ и АГФР) имеют следующие общие недостатки:

– их синхронная работа с сетью возможна только при номинальной скорости ветра;

– асинхронный генератор при работе может потреблять реактивную мощность из сети, из-за чего требуется предусматривать компенсацию.

3. ВЭУ с асинхронным генератором двойного питания

В данной ветроустановке используется АГФР, статор которого подключается непосредственно к сети через трансформатор, а ротор подключается к сети через ПЧ (преобразователь частоты) и трансформатор (Т) (рис. 3). Это компоновка в современной ветроэнергетике является наиболее применяемой.

Преобразователь необходим для управления мощностью в цепи ротора. Выходная мощность, генерируемая ВЭУ с асинхронным

генератором с короткозамкнутым ротором (АГДП) представляет собой сумму мощностей статора и ротора. Когда машина работает со скоростью выше синхронной, мощность от ротора передается через преобразователь в сеть, когда машина работает со скоростью ниже синхронной, мощность потребляется ротором из сети через преобразователь. Поскольку и статор, и ротор связаны с сетью, генератор называется машиной двойного питания (МДП). На ротор подается напряжение частоты равной разности частоты вращения генератора и частоты сети. Таким образом, на обмотке статора возникает напряжение промышленной частоты.

Рабочий диапазон скоростей вращения ветроустановки с АГДП находится в пределах $\pm 30\%$ от синхронной скорости. Что является достаточным для работы ВЭУ с переменной скоростью по условию изменения скорости ветра. При этом мощность преобразователя можно сделать меньше номинальной мощности обмотки статора и равной произведению максимального скольжения ($s = \pm 0,3$) на номинальную мощность статорных обмоток генератора. Это снижает стоимость, размер и вес ветроустановки.

Однако подключение преобразователя частоты напрямую к сети вызывает в ней генерацию искажений (гармоник), поэтому необходимо использовать различные типы гармонических фильтров (Φ), параметры которого должны быть тщательно просчитаны, чтобы избежать таких колебаний.

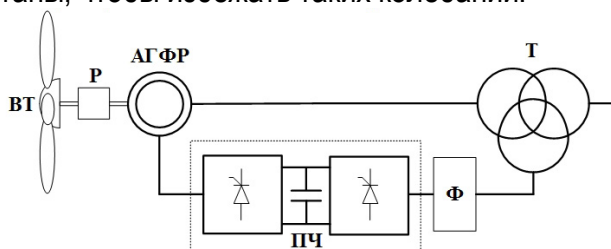


Рис. 3. Ветроэнергетическая установка с АГФР:
АГФР – асинхронный генератор с фазным ротором;
Р – редуктор; ПЧ – преобразователь частоты;
Φ – фильтр; Т – трансформатор

Fig. 3. Wind power plant with an asynchronous generator with a wound rotor: АГФР – asynchronous generator with a wound rotor; Р – gearbox; ПЧ – frequency converter; Φ – filter; Т – transformer

Преимущества:

1) нет необходимости в преобразователе частоты, рассчитанном на полную мощность (снижение стоимости преобразователя, уменьшение веса и размеров преобразователя и фильтра, меньше гармонические

искажения);

2) может регулировать активную и реактивную мощность.

Недостатки:

1) сложность схем управления;

2) наличие скользящих контактов.

4. ВЭУ с синхронным генератором с постоянными магнитами.

В данной ветроустановке используется синхронный генератор с постоянными магнитами (СГПМ, фазные обмотки статора генератора которого подключаются к сети через преобразователь частоты, рассчитанный на полную мощность ВЭУ (рис. 4). Использование СГПМ упрощает конструкцию ВЭУ и упрощает схему управления. В отличие от ветроустановки с АГДП, у СГПМ нет контактных колец системы возбуждения – вместо обмотки возбуждения используются магниты, которые, однако, требуют охлаждения.

Этот тип ВЭУ не имеет редуктора (используется низкоскоростной синхронный генератор с большим количеством полюсов) и позволяет работать в широком диапазоне скоростей ветра, что делает его выгодным решением для современных и будущих ветроустановок. Отсутствие редуктора снижает стоимость ВЭУ и затраты на техническое обслуживание. Однако такой генератор имеет большие размеры, необходимые для размещения большого количества полюсов, что увеличивает стоимость генератора и усложняет его монтаж.

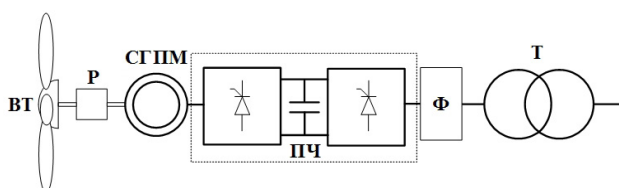


Рис. 4. Ветроэнергетическая установка с СГПМ:
СГПМ – синхронный генератор с постоянными магнитами; Р – редуктор; ПЧ – преобразователь частоты; Φ – фильтр; Т – трансформатор

Fig. 4. Wind power plant with a permanent magnet synchronous generator: СГПМ – permanent magnet synchronous generator; Р – gearbox; ПЧ – frequency converter; Φ – filter; Т – transformer

Преимущества:

1) обеспечивается работа ВЭУ при наибольшем диапазоне скоростей ветра;

2) отсутствует редуктор, нет проблем с возникающими при порывах ветра механическими напряжениями;

- 3) отсутствует щеточно-контактный аппарат;
- 4) может управлять активной и реактивной мощностью;
- 5) более простые схемы управления.

Недостатки:

- 1) высокая стоимость;
- 2) преобразователь на полную мощность ВЭУ – больше потери в преобразователе, больше генерируемые искажения (гармоники), больше стоимость ПЧ;
- 3) большой вес, габариты и, как следствие, неудобство в монтаже;
- 4) постоянные магниты подвержены размагничиванию, особенно при повышенной температуре эксплуатации.

Нарушения электроснабжения в энергосистемах с высокой долей генерации на основе ВИЭ зачастую связаны с низкой инерцией источников возобновляемой энергии, в схемах выдачи мощности которых используются преобразователи частоты. Из этого следует, что широкое внедрение возобновляемых источников энергии в электрические сети в основном рассматривается как главный фактор, приводящий к снижению инерции энергетических систем. И, как следствие, большое количество исследований в России и за рубежом посвящено улучшению качества управления для ветровых турбин различного типа.

Все предлагаемые в специализированных источниках стратегии управления ветроэлектрическими установками направлены на обеспечение их надежной работы в составе энергосистем с учетом стохастической природы источника энергии и проблем, вытекающих из этого. При этом были проведены исследования [10], показывающие, что с ростом доли ветровой и солнечной энергии в составе электрической сети сильнее проявляются негативные эффекты, влияющие на надежность электроснабжения.

В статье И.М. Кирпичникова, А.С. Мартынова и Е.В. Соломина [11] приведено сравнение основных типов генераторов, применяемых в ветроэнергетических установках, а также способов регулирования электрической мощности, получаемой от ветроэнергетической установки. Предложен вариант построения электронного регулятора, который бы учитывал особенности регулирования мощности в ветроэнергетической установке для достижения максимальной эффективности. Для рассмотренного варианта электронного регулятора предложен

алгоритм регулирования, который бы обеспечил достижение поставленной цели. В статье Пин Хэ, Фушуань Вэнь, Джерарда Ледвича, Юйшэн Сюэ [12] моделируется влияние различных механических возмущающих воздействий на статическую и динамическую устойчивость энергосистемы с ветрогенераторами трех типов – АГКЗ, АГДП, СГПМ. В монографии С.Н. Удалова и В.З. Манусова [13] представлены модели скорости ветра и определены области их использования, математические модели редуктора, асинхронных и синхронных генераторов и преобразователей частоты. Проведен анализ режимов работы ветроэнергетических установок и рассмотрена возможность управления режимами ветротурбины на основе аппарата нечеткой логики с использованием алгоритмов Мамдани и Ларсена. В статье [14] описываются существующие ПИД-регуляторы для управления режимом работы ветроустановки, предлагаются модели, усовершенствующие их функциональность.

Отдельным блоком отслеживаются исследования работы ветроустановок с фиксированной скоростью. Статья [15] посвящена изучению колебаний активной мощности, вырабатываемой ВЭУ с фиксированной скоростью, и их влиянию на энергосистему с построением моделей. В статье [16] выполнено исследование влияния ветровой электростанции на основе ветроустановок с АГДП на динамическую устойчивость в соответствии с требованиями электросетевого кодекса Великобритании. Асинхронный генератор ВЭУ в таких исследованиях чаще всего представлен эквивалентной синхронной машиной [17].

В литературных источниках явно отслеживается приверженность авторов к необходимости использования ветроустановок с регулируемой скоростью. В статье [18] приведено описание преимуществ и недостатков ветроагрегатов с регулируемой скоростью и без нее. Приводится модель поведения ветроустановки при возникновении неисправностей в сети. Модель направлена на поддержание работы ВЭУ в сети без отключения. Представленная в статье [19] модель ВЭС позволяет исследовать динамические характеристики энергосистем, в том числе крупных ветровых электростанций. Благодаря концепции одного так называемого эталонного энергоблока, моделируемого в деталях, и других блоков, замененных простыми источниками

тока, размер и сложность модели были уменьшены, а время моделирования сокращено. В статье с использованием данной модели моделируется участие ветроэлектростанции в первичном регулировании частоты и регулировании напряжения в сети. В статье китайских ученых И Ван, Цзяньхой Мэн, Сяньюй Чжан и Ле Сюй [20] исследуется усовершенствованный метод управления активной мощностью ветряных турбин с регулируемой скоростью для улучшения инерционной реакции и способности демпфирования во время переходных процессов. Оптимизированный контроллер отслеживания точки мощности, который сдвигает рабочую точку турбины с кривой отслеживания точки максимальной мощности на кривые в соответствии с отклонением частоты, предлагается для высвобождения «скрытой» кинетической энергии и обеспечения динамической частотной поддержки сети. Такая модель управления обеспечивает виртуальную инерцию (ВИ) источника возобновляемой энергии с силовым преобразователем в схеме подключения к сети. Подробнее об этом способе обеспечения ВИ и других будет описание в 3 разделе.

При исследовании работы ВЭУ с регулируемой скоростью АГДП и СГПМ могут рассматриваться вместе или отдельно. Например, в данной работе [21] предлагается стратегия управления демпфированием для улучшения динамических характеристик АГДП или DFIG (в англоязычной версии – Doubly Fed Induction Generator) за счет модели управления напряжением с модулем управления демпфированием. Динамическая устойчивость после интеграции ветропарка подробно анализируется на примере системы из двух зон с четырьмя машинами, а также подтверждается доступность данной стратегии управления демпфированием. Однако более популярным для исследований в последнее время является ветроагрегат с СГПМ или PMSG (в англоязычной версии Permanent Magnet Synchronous Generator). С ростом популярности ветрогенераторов с СГПМ требуется комплексное моделирование и анализ ВЭУ для исследования ее динамической устойчивости и взаимодействия между крупным ветропарком и электросетями. В работе [22] для моделирования такого ветрогенератора разработана подробная схема ветроэнергетической установки с переменной скоростью вращения, основанная на синхронном генераторе с постоянными магнитами и

полномасштабном IGBT-преобразователем с источником напряжения. Эта схема управления включает в себя как наиболее часто применяемую операцию отслеживания максимальной точки мощности, так и стратегию независимого управления активной/реактивной мощностью с двойным ШИМ. Кроме того, в этой модели разработана и реализована схема защиты от перенапряжения в звене постоянного тока. Эффективность предложенной схемы управления и защиты оценивается с помощью серии имитационных исследований в условиях переменной скорости ветра и трехфазного возмущения сети. Результаты моделирования показывают, что модель обладает желаемыми возможностями работы в точке максимальной мощности, а также улучшенной функцией защиты от снижения напряжения (в англоязычной версии LVRT – Low Voltage Ride Through). В статье [23] представлена стратегия управления мощностью СГПМ для динамической поддержки частоты системы. В контроллер мощности инвертора со стороны сети добавляется дополнительный контур управления активной мощностью. Он используется для достижения эффективной реакции сети на инерцию, поскольку инерция энергосистемы отражает свойство системы сопротивляться изменениям частоты. К регулятору реактивной мощности добавляется дополнительный контур управления реактивной мощностью для улучшения характеристик демпфирования системы. Результаты моделирования показывают, что динамическая стабильность частоты сети может быть улучшена с помощью предложенной стратегии управления.

В специализированных источниках также представлены такие способы регулирования работы ВЭУ, как пуск и отключение турбин в ветропарках [24], применение гибридной ветро-батареи системы [25], где демпфирование колебаний мощности производится с помощью литий-ионных или других типов аккумуляторов. В статье [26] рассматривается метод повышения предельной мощности ветровых электростанций и статической и динамической устойчивости систем благодаря использованию в составе ветропарков аккумуляторных систем накопления энергии. Определены номинальная мощность систем накопления энергии и предельная рабочая мощность ветровых электростанций для энергосистемы. В статье [27] Мд.Н.Х. Шазон, Н. Масуд, Н.М. Ахмед, С.Р. Дибба, Э. Хоссейн пред-

лагают схему определения размеров систем накопления энергии, чтобы сгладить значительные изменения выходной мощности от стохастических источников. Авторы рассматривают эффективность системы накопления и оптимальную диспетчеризацию систем накопления энергии. Основная цель этой работы – получить оптимальный размер накопителя энергии. Тем не менее стратегия определения размеров не учитывает никаких других условий работы системы, и реализация этого алгоритма не зависит ни от каких параметров системы. При этом в работе российского ученого Д.Н. Карамова [28] представлена математическая модель автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии и аккумуляторные батареи. Описаны принципы распределения нагрузки по агрегатам с определением основных эксплуатационных параметров с заданным шагом дискретизации. Применение разработанной модели демонстрируется на примере оптимизации состава оборудования реальной автономной системы электроснабжения. Данным автором также разработаны другие модели автономной системы электроснабжения [29], учитывающей детальный график нагрузок потребителя, стохастичность интенсивности солнечного излучения, температуры окружающей среды, электрические потери, основные эксплуатационные параметры СЭС и более детально принимающей во внимание случайный характер скорости ветра. Другими отечественными учеными тоже поднимается вопрос об использовании ВИЭ в изолированных энергосистемах. Так, О.С. Пепель в своей статье [30] анализирует возможности создания автономных энергоустановок, работающих только на возобновляемых источниках энергии, среди которых солнечная и ветровая энергии являются наиболее универсальными и повсеместно доступными. Приведена концепция автономной установки ВИЭ, произведено математическое моделирование установок. Монография С.Н. Удалова и А.А. Ачитаева [31] посвящена вопросам управления и динамической устойчивости ветроэнергетической установки, подключенной к изолированной электроэнергетической системе. Рассматриваются вопросы поддержания номинальной скорости вращения синхронного генератора, в котором применен принцип управляемой гибкой связи турбины и генератора, работающего при различных режимах и видах нагрузок, что позволяет

управлять скоростью вращения генератора ВЭУ напрямую. Авторы в своих трудах [32–34] проводят последовательные исследования возможности поддержания синхронной работы генераторов СГПМ, а также стабилизации скорости вращения при перегрузке за счет применения магнитной трансмиссии.

В целом все системы управления можно поделить на централизованные и децентрализованные. Централизованная система является классической надежной основой управления энергосистемой России, однако она неэффективна [35] для управления большим числом ВИЭ, с различных точек зрения, т.к. гибкое управление этими распределенными источниками энергии является очень сложной задачей для централизованной структуры энергосистемы. В результате энергосистемы за рубежом, в которых значительную долю мощности вырабатывают ВИЭ, развиваются в сторону более децентрализованной формы управления, что поддерживает гибкую и безопасную работу распределенных источников энергии и помогает использовать максимальное количество зеленой энергии.

Таким образом, децентрализованная система управления для больших ветроэлектрических станций имеет большую эффективность, чем централизованная. Связано это с тем, что в составе ветропарка каждая отдельная ветроустановка работает в условиях, отличающихся друг от друга. Эти условия отличаются вследствие различных ветровых потоков на площади установки ветроагрегатов электростанции, наличия ветрового следа от впереди стоящих ветроустановок, разных характеристик турбин, а также в составе ВЭС могут быть установки разных типов, производителей и номинальных мощностей, размеров и т.д. Поэтому централизованная команда не может быть наиболее эффективна для всех ВЭУ сразу, а с индивидуальными командами централизованное управление справиться не может, либо структура такой системы будет сложной и дорогостоящей.

Поэтому для работы ВЭС в изолированных энергосистемах развивается концепция микросетей, а для подключения ветростанций к централизованной системе управления разрабатывается концепция виртуальной электростанции. Подробнее об этих двух концепциях речь пойдет в разделе 2.

При этом в составе ВЭС управление ветроустановками может координироваться или не

координироваться. Существуют отдельные исследования, показывающие, что скоординированное управление ВЭУ обеспечивает лучшую частотную характеристику и устойчивость к переходным процессам [36].

Одной из наиболее эффективных концепций управления отдельными установками генерации электроэнергии на основе ВИЭ является концепция мультиагентного управления (МАУ). В статье А.Г. Фишова, С.Т. Исмоилова и С.С. Труфакина [37] дается определение понятию «мультиагентное управление», указываются принципы и правила осуществления мультиагентного регулирования с участием распределенной генерации. Под мультиагентным управлением понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим работы электрической сети. Приведено обоснование превосходства мультиагентного регулирования над централизованным в системах с распределенной генерацией. В работе С. МакАртура, Э.М. Дэвидсона, В.М. Каттерсона, А. Димеаса, Н. Д. Хациаргириу, Ф. Понци, Т. Фунабаши [38] исследуется потенциальная ценность технологии МАУ для энергетики, описаны фундаментальные концепции и подходы в области мультиагентных систем. В ней также определены технические вопросы, которые необходимо решить, чтобы ускорить и облегчить внедрение технологий МАУ в электроэнергетике.

Большое количество разработок в области мультиагентного управления сделано зарубежными учеными коллективами. Авторы А. Салим, М. Линд, М.М. Велозо в [39] описывают свою работу по разработке мультиагентной системы для реализации защиты и управления системами электроснабжения. Представляются результаты использования предлагаемой схемы в реалистичных симуляциях. Описываются недостатки работы традиционных защит и способов управления электроснабжением в электроэнергетических системах с распределенной генерацией. В статье Дж. Соланки, С. Хушалани Соланки, Н. Шульца [40] описан метод быстрого и эффективного восстановления электроснабжения энергосистем с распределенной генерацией за счет сброса нагрузки с учетом приоритета потребителей. Алгоритм распределения нагрузки с алгоритмом восстановления электроснабжения выполняет сброс нагрузки и восстанавливает нагрузки для систем с распределенной генерацией. Методика основана на мультиагентном подходе. В этой статье [41] тех же авторов представлены подробные сведения о мультиагентном регулировании, об алгоритме, восстанавливающем энергосистему после сбоя. Описывается поведение и коммуникация агентов. Мультиагентное регулирование тестируется на двух тестовых системах и обеспечивает как полное, так и частичное восстановление, включая приоритизацию распределения нагрузки и отключения потребителей. Авторы А. Кумар, Л. Тивари, Д. Сомванши в [42] представили микросеть с ВЭС, СЭС и дизель-генератором. Осуществляется баланс мощности и оптимальное распределение нагрузки в течение суток. Вычисляется экономический эффект. Дается алгоритм оптимального распределения нагрузки. Рассматривается архитектура мультиагентного управления.

При этом мультиагентная система управления может иметь или не иметь в своем составе центральный агент, осуществляющий координацию между отдельными кластерами установок в составе электростанции. В статье Ливэй Цзюй, Ци Чжан, Чжунфу Тань, Вэй Ван, Хэ Синь, Цзэхэо Чжан [43] представляется трехуровневая (с центральным агентом) мультиагентная система для управления несколькими микросетями в составе распределенной сети. В состав сети рассматриваются ВЭУ, СЭС, газовые мини-ТЭЦ, системы накопления энергии и регулируемая нагрузка (потребители). Рассматриваются различные ситуации, в том числе аварийные. Интересна ситуация с аварийным отключением центрального агента, в этом случае сеть переходит на работу в островном режиме. Большой упор делается на работу накопителей энергии. В [44] рассматривается распределенная генерация Венгрии.

Предлагается мультиагентное управление распределенной генерацией с центральным агентом. Рассматривается модель оптимального распределения нагрузки между разными агентами (ВЭС, газовыми мини-ТЭС, МГЭС). Моделирование скорости ветра основано на моделях с параметрами, адаптированными к реальным зарегистрированным данным ветровых электростанций.

Однако система управления может быть и без центрального агента. В статье Ян Гао, Цянь Ай [45] рассматривается мультиагент-

ный алгоритм управления ветряной электростанцией в составе сети с распределенной генерацией. Используется принцип «ведущий – ведомый». Рассматривается ситуация с потерей связи (отключением) ведущего агента, предлагается алгоритм работы. В статье [46] Ю.Н. Булатовым и А.В. Крюковым предложены проектирование, описание модели многоагентной системы управления установками распределенной генерации на базе турбогенераторов. Представлены основные функции агентов сети. Рассмотрена система дифференциальных уравнений, определяющая процессы в системе электроснабжения, в том числе на объектах распределенной генерации.

В завершение данного раздела можно сделать вывод о том, что проблемы интеграции ветроэнергетических установок в энергосистемы связаны с их стохастическим характером выработки электроэнергии. Вследствие данного факта ветроустановки невозможно эффективно применять без использования силовых выпрямительно-инверторных преобразователей. Их применение разрывает инерционную связь электрических машин ветроустановок с системой и снижает надежность электроснабжения потребителей. Вышеуказанными авторами предлагаются различные стратегии управления, которые помогают нивелировать эти негативные эффекты. Однако в большинстве случаев в этих работах не учитываются различные условия работы отдельных ветроустановок в составе ветропарка. Ветер рассматривается как статичный параметр, не берется во внимание различное распределение ветрового потока между агрегатами ввиду их географической распределенности, не учитывается ветровой след и т.д. На основании проведенного литературного обзора можно сделать вывод о том, что учет этих особенностей может быть реализован с использованием архитектуры мультиагентного скоординированного управления.

2. МИКРОСЕТЬ И ВИРТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

Существует ряд определений микросетей, которые можно найти в специализированных источниках [35]. Как общее определение – микросеть – это взаимосвязанная группа источников генерации и нагрузок, которая организована внутри определенных электрических границ и работает как единое

управляемое устройство по отношению к сети. Или это можно объяснить просто как маломасштабную систему или сеть, предназначенную для снабжения электроэнергией небольшого целевого числа потребителей. Эти микросети могут работать как с подключением к сети, так и без подключения к сети (в островном режиме). Ряд российских ученых занимается изучением микросетей. Так, в своей статье [47] П.Е. Воробьев описывает понятие микросетей, достоинства, недостатки, область применения и проблемы. Статья связана с темой повышения динамической устойчивости микросетей с электронной генерацией. Формулируется система нелинейных дифференциальных уравнений третьего порядка и анализируется их решение.

Поддержание качества электроэнергии по напряжению и частоте для микросети, работающей в изолированном режиме, является сложной задачей. Был проведен ряд исследований и предложены модели управления для островного режима работы микросетей [48]. Как правило, микросеть состоит из системы управления энергопотреблением, системы управления генерацией, системы накопления энергии, потребителей и источников энергии. Микросети могут включать генерацию и нагрузки с различными характеристиками [49]. В статье Дж. К. Бомер, М. Гибеску, В.Л. Клинг [50] описываются модели систем с распределенной генерацией.

Микросеть применяется для более эффективного распределения нагрузки между небольшими источниками генерации, имеющими разные условия работы. В России микросети могут быть применены для электроснабжения удаленных потребителей электроэнергии в изолированных от общей энергосистемы (ОЭС) районах, где подключение к ОЭС экономически нецелесообразно или технически невозможно. В таких районах обычно применяются дизельные генераторы небольшой мощности. Благодаря микросетям в эти системы можно внедрить ВИЭ, тем самым повысив надежность электроснабжения, уменьшив выбросы вредных веществ в атмосферу и снизив потребление дорогостоящего топлива и тарифы на электроэнергию [51]. Подобные исследования были проведены К.Э.Н. Якиным, М. Менаа, М. Хасни, М. Будуром. В данной статье [52] представлена разработка новой эффективной стратегии управления для повышения стабильности

частоты изолированной гибридной ветродизельной системы на основе микросети. Предложенная методология управления включает в себя управление частотой нагрузки, согласованное с системами накопления энергии от батарей. Разработанный ими оптимизационный алгоритм был применен для создания интеллектуальной схемы управления частотой в сети при изменении нагрузки с учетом интеграции ветропарка. В целом предложенная стратегия управления может быть полезна для определения необходимой мощности управления частотой нагрузки при наличии рассредоточенных генерирующих установок. Э. Мулджади, Е.П. МакКенна в [53] исследовали качество электроэнергии и взаимодействие дизельной генерации, ветряной турбины и местной нагрузки. Цель этой статьи – показать влияние ветряной электростанции на всю систему. Показано, как запуск ветряной турбины и переходное состояние при изменении нагрузки влияют на напряжение и частоту в системе.

Применение микросетей имеет значительные преимущества. Среди них – снижение общего потребления электроэнергии и негативного воздействия на окружающую среду, надежное энергоснабжение и более высокая энергоэффективность, по сравнению с централизованными сетями, снижение потерь при передаче, гибкое управление напряжением и частотой. Увеличение числа возобновляемых источников энергии ставит перед централизованной сетевой структурой различные проблемы, связанные с надежностью, качеством электроэнергии, стабильностью частоты и т.д. [54]. В качестве решения этих проблем могут быть применены микросети с аккумуляторными батареями [55]. Накопление энергии и компенсация реактивной мощности могут свести к минимуму дисбаланс активной/реактивной мощности, который может повлиять на окружающую энергосистему. В этой статье показано, как вклад ветряных электростанций влияет на сеть распределения электроэнергии и как сеть распределения электроэнергии, накопление энергии и компенсация реактивной мощности взаимодействуют при изменении ветра. Использование таких систем микросетей очень выгодно для потребителей, поскольку потребление электроэнергии в часы пик может быть получено с использованием энер-

гии, хранящейся в аккумуляторной батарее [56].

Существуют проблемы, возникающие на практике при интеграции микросетей. Это сбои в работе защит, проблемы с качеством электроэнергии (частотой, напряжением), переходные и установившиеся пониженные или повышенные уровни напряжения, увеличение токов короткого замыкания [57] и др. Обеспечение автономной работы алгоритмов управления и защиты микросетей является сложной технической задачей [58]. Проблемы оптимизации управления энергопотреблением в микросетях обсуждаются в [59]. Поэтому актуальной является разработка систем управления микросетями.

В основном существует два типа систем управления. Это децентрализованные системы управления и централизованные системы управления. При работе централизованных систем управления контроллер планирует и контролирует работу микросети в зависимости от измеренных данных и состава системы. Для этой операции состояние системы должно быть введено в контроллер. В децентрализованных системах управления компоненты микросети работают более автономно и независимо.

В данном обзоре рассматривается работа мультиагентной системы управления микросетями. Мультиагентная система управления представляет собой интегрированную и распределенную систему из нескольких программных агентов [60].

Традиционным методом, используемым для этого контроля и мониторинга, являются системы диспетчерское управление и сбора данных, которые основно работают централизованно и автоматизируют, координируют, взаимодействуют и контролируют работу подсистем, расположенных в удаленных местах. Прерывистая природа генерации электроэнергии ВИЭ вносит неопределенность в системы диспетчерского управления [61]. Мультиагентная система управления может справиться с этими проблемами лучше, чем системы централизованного диспетчерского управления, более успешно контролируя ВИЭ благодаря надежной связи и организованной структуре. Для надежной работы в микросети необходимо осуществлять непрерывный мониторинг и контроль за ветровой и солнечной энергией, уровнями заряда батареи, нагрузками и динамическим ценообразованием.

Агенты мультиагентной системы взаимодействуют друг с другом для достижения определенного набора целей или выполнения определенных задач. Каждый агент имеет программное обеспечение, которое выполняет автономные, логические или предопределенные действия для достижения целей данной системы [62]. Эти агенты обладают самонастраивающимися функциями, такими как автономия, масштабируемость и гибкость, а также способностью решать системные проблемы любой степени сложности в составе команды. У мультиагентной системы есть такая возможность, поскольку эти агенты, или интеллектуальные и автономные единицы, работают как группа для выполнения общих требований к системе. Агенты способны обмениваться информацией между друг другом через двунаправленные каналы связи. Передача данных или информации может запускаться либо по событию, либо по времени. При передаче данных, запускаемой по времени, агенты собирают данные с помощью датчиков, обрабатывают их и обмениваются ими с другими соответствующими агентами через заранее определенные интервалы времени. При передаче данных по событию агенты обмениваются ими только тогда, когда в сети происходит определенное изменение или в качестве запланированной задачи.

Каждый агент сравнивает потребность в мощности с генерацией и, если потребность выше, чем генерация, дает команду на пуск дополнительного источника питания для работы наиболее оптимальным способом. Также, если генерируемая мощность превышает необходимую потребность, агент выдает команды для передачи мощности на соответствующие нагрузки и/или снижение выработки мощности / отключение части генерации. Если возможно, избыточная энергия сохраняется в аккумуляторных батареях. Таким образом, многоагентная система может быть спроектирована для оптимизации работы микросети. В [63] предложена структура управления для микросети, основанная на многоагентной концепции. Эта структура позволяет центральному агенту управления работать в режиме быстрого управления и оптимизировать работу микросети как в изолированных сетях, так и в составе энергосистемы. Для этого центральный агент регулирует мощность различных источников энергии. Поскольку микросети содержат

источники возобновляемой энергии, такие как солнечные и ветряные электростанции, частота системы может колебаться, а поддержание постоянной частоты системы является сложной задачей. Для стабильного управления частотой очень важно осуществлять баланс мощности в микросети.

Мультиагентная система управления очень удобна, когда возникает необходимость добавить в микросеть новый источник питания. Это можно сделать без внесения каких-либо изменений в существующие устройства, что является очень существенным преимуществом. Микросеть на основе МАУ может корректировать системные дисбалансы и провалы напряжения [64]. Микросети могут соответствовать высоким требованиям к динамическим нагрузкам [65]. Кроме того, традиционные централизованные микросети очень сложны, имеют большую инфраструктуру для каналов связи и очень высокую сложность центрального управляющего устройства. Но в микросетях на основе МАУ локальные агенты работают автономно, они несут ответственность за действия в отношении локальных событий в зависимости от локальной информации [66]. Это основная идея мультиагентной концепции [67]. В статье [68] демонстрируется применимость базовой концепции иерархической многоагентной системы для распределенного управления микросетью. Другая модель распределенного управления на основе МАУ для микросетей обсуждается в [69]. В системах на основе нечеткой логики и алгоритмах на почве для прогнозирования нагрузки и планирования генерации может использоваться искусственный интеллект. В [70] предлагается многоагентная система управления энергопотреблением для управления распределенными источниками на основе затрат на топливо, потребностей в мощности в микросетях (диспетчеризируемых и недиспетчеризированных нагрузок), выбросов в окружающую среду, расхода топлива и т.д. Многоагентные системы могут использоваться для того, чтобы сделать микросети более экономически целесообразными. Концепции, основанные на МАУ, предлагаются для процессов восстановления питания микросетей [71–72].

Альтернативой концепции микросетей является концепция виртуальной электростанции [73]. Виртуальная электростанция – это довольно новая концепция. Эта идея

имеет несколько преимуществ, работающих в ее пользу. Основная концепция основана на централизованной структуре управления, которая соединяет, контролирует и визуализирует работу распределенных генераторов. Комбинированные генераторы тепла и электроэнергии (ТЭЦ), топливные элементы (ТЭ), фотоэлектрические установки (ФЭ), ветроустановки и любые другие источники электроэнергии и тепла могут взаимодействовать друг с другом на локальной территории. Это хорошее решение для использования ВИЭ, имеющих нерегулярный график работы, что создает серьезные проблемы для диспетчеризации.

Таким образом, виртуальная электростанция позволяет представить несколько различных по условиям работы источников энергии, систем накопления энергии как единую станцию. Эта концепция может быть полезна для текущего исследования, так как позволяет интегрировать большие ветропарки в энергосистему с сохранением наиболее оптимальной работы каждой установки составе электростанции. В статье Цзюньжу Чэнь, Муян Лю, Ф. Милано [74] описывается использование виртуальной электростанции для управления источниками энергии в энергосистемах. Для анализа переходных характеристик системы необходима динамическая модель виртуальной электростанции. В статье предлагается упрощенная, но точная агрегированная модель для представления переходных процессов виртуальной электростанции для анализа устойчивости энергосистем, подходящая для системных исследований и оценки влияния виртуальной электростанции на общую сеть. Результаты моделирования показывают, что с помощью этой модели можно изучать динамическую реакцию сети без потери точности и без необходимости подробно моделировать сеть и различные блоки в составе виртуальной электростанции. В статье [75] описывается подход к распределению электроэнергии от распределенных источников энергии и систем накопления энергии к потребителям, основанный на понятии «виртуальной электростанции». П. Мутис, П.С. Георгилакис и Н.Д. Хациаргириу в [76] предложен новый метод поддержки напряжения вдоль распределительной линии. Этот метод основан на внедрении виртуальной электростанции. Идея предлагаемого метода заключается в том, чтобы распределять гене-

рируемую мощность между потребителями, задействуя при этом только близкорасположенные мощности распределенных источников энергии, минимизируя расстояния передачи электроэнергии.

Внутри структуры виртуальной электростанции осуществляется управление отдельными источниками энергии. Управление может быть централизованным или децентрализованным. В каждой модели виртуальной электростанции осуществляется обмен и сбор информации. При этом управление может быть децентрализованным, но информационный центр все равно будет. Он необходим для сбора информации об агентах в режиме реального времени, ее обработки и общей оптимизации. Для функциональности такого центра необходима достаточная пропускная способность каналов связи и высокоскоростной алгоритм обработки данных.

Централизованное управление теоретически может обеспечить наибольшую эффективность работы виртуальной электростанции. Такой центр представляет собой объект диспетчеризации внутри станции. Однако в процессе оптимизации работы установок внутри электростанции необходимо учитывать множество переменных, что усугубляет сложность расчетов для центра управления, вследствие чего такой тип управления не может достичь своей эффективности. В данной статье [77] Вэйлинь Чжун, Цзюньжу Чэнь, Муян Лю, М.А.А. Мурад, Ф. Милано дают скоординированный метод управления виртуальной электростанцией для улучшения краткосрочных переходных частотных характеристик энергосистемы. Предлагаемая стратегия основана на скоординированном управлении распределенными источниками энергии, системами накопления энергии. Различные режимы управления сравниваются и проверяются с помощью моделирования методом Монте-Карло. Также описывается влияние задержек связи, возмущений и пропускной способности ESS на общее переходное поведение. Предлагаемый подход может значительно улучшить стабильность частоты энергосистемы, но задержки связи оказывают существенное влияние на качество переходных процессов. Для снижения негативного влияния задержки без увеличения пропускной способности предлагается двухэтапное согласованное управление. В этом режиме работы системы нако-

пления энергии действуют первыми, тогда как распределенные источники энергии включаются в координированное управление на втором этапе. Это снижает влияние ограниченной мощности систем накопления и улучшает переходную устойчивость.

Метод децентрализованного управления делит виртуальную электростанцию на два уровня. Первый уровень – центральный уровень связи, второй представляет собой независимые установки внутри станции. При этом каждая установка сама определяет наиболее эффективный режим работы, учитывая общее задание от центра. Это значительно облегчает вычислительную нагрузку, однако из-за отсутствия централизованной оптимизации установки могут противоречить друг другу и работать нескоординировано. Сюаньхай Синь, Дэцян Гань, Найху Ли, Хуэйцзэ Ли, Чэньсун Дай в своей работе [78] представляют алгоритм децентрализованного согласованного управления выходной мощностью распределенных источников энергии в составе виртуальной электростанции. Представлена модель, предполагающая работу источников генерации с оптимальной выходной мощностью, которая определяется затратами на генерацию и необходимыми услугами, назначенными распределительной сетью. Для каждого отдельного источника в составе виртуальной электростанции стратегия требует информацию только от соседних источников, что делает сети связи между ними стандартными и надежными. В. Хеберле, М.В. Фишер, Э.П. Араужо, Ф. Дорфлер предлагают многопараметрический подход к управлению динамическими виртуальными электростанциями с целью предоставления требуемых динамических вспомогательных услуг в виде быстрого управления частотой и напряжением [79]. В статье используется стратегия адаптивного управления, которая учитывает внутренние ограничения электростанций и может надежно обрабатывать изменчивость погодных условий. Модель, представленная в статье, показывает успешную работу стратегии управления для улучшения частотной характеристики исходной системы.

Концепция виртуальной электростанции популярна в научных кругах за рубежом. В статье Дж. Бьорка, К.Х. Йоханссона, Ф. Дорфлера [80] представлена модель виртуальной электростанции, включающая в себя гидроэлектростанцию и ветроэлектростан-

цию. Моделировалось отключение части генерации. Для оценки возможной выходной мощности виртуальной электростанции с учетом неопределенностей в этой статье [81] предлагается концепция кривой RCC. Очевидно, что RCC явно отображает допустимый диапазон выходов P и Q от виртуальной электростанции, который может быть выполнен при хеджировании от непредвиденных колебаний. Р.А. Ахангар, А. Шейхолеслам рассматривают алгоритм управления крупными источниками возобновляемой энергии, который получил название «объемная виртуальная электростанция» [82]. Такая электростанция включает в себя мощные ветровые, солнечные электростанции, а также системы накопления электроэнергии. Взаимодействие между различными видами генерации осуществляется через центры управления и реализуется по схеме ведущей энергоустановки.

При наличии большого количества ВИЭ, подключенных к виртуальной электростанции посредством выпрямительно-инверторных преобразователей, важно учитывать низкую инерцию такой станции при ее работе в составе энергосистемы. В своей статье Вэйлинь Чжун, Г. Цунас, Муян Лю и Ф. Милано представляют метод оценки в режиме реального времени, изменяющийся во времени инерции, обеспечиваемой виртуальными электростанциями [83]. Предлагаемый метод основан на оценке скорости изменения активной и реактивной мощностей в точке соединения ВЭС с остальной сетью. Для формулы оценки эквивалентной инерции виртуальной электростанции используется расчетное реактивное сопротивление сети. Результаты моделирования показывают, что предложенный метод хорошо работает для синхронных машин.

Рассмотренная в данном разделе специализированная литература позволяет сделать вывод о том, что при строительстве крупных энергообъектов на основе ВИЭ их стоит объединять в микросеть вместе с потребителями для изолированных от энергосистемы районов или в виртуальную электростанцию для ее последующей интеграции в общую энергосистему. Среди ученых кругов популярной является идея мультиагентного управления установками внутри созданных объектов. При этом делается вывод о том, что применение полностью децентрализованного варианта такой схемы

управления не является наиболее эффективным решением. Минимальная общая координация работы установок с учетом их количества является наиболее целесообразным методом. Однако существуют проблемы, связанные с низкой инерцией таких систем, а также в необходимости обеспечения оказания услуг по регулированию частоты в энергосистеме. Эти вопросы рассмотрены в разделе 3.

3. ПОДДЕРЖКА ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ. ВИРТУАЛЬНАЯ ИНЕРЦИЯ

Рост установленной мощности от источников возобновляемой энергии, в том числе ветрогенерации за рубежом привели к тому, что операторами систем были выдвинуты требования к участию этих объектов генерации в первичном регулировании частоты и мощности наряду с традиционными электростанциями. Это происходит потому, что суммарная доля ВИЭ становится сопоставимой с мощностью крупных системных станций.

В России также активно развивается возобновляемая электроэнергетика. Укрупненное расположение больших мощностей ВИЭ и системные проблемы, связанные с этим, в конечном итоге приведут к необходимости обеспечения оказания ими системных услуг.

Еще одним негативным фактором, влияющим на стабильность энергосистемы с большой долей генерации ВИЭ, является низкая инерция установок, подключенных к сети через силовые преобразователи. При большой доле ветровой или солнечной генерации в составе энергосистемы это вызывает снижение ее надежности, выражающееся, в частности, в увеличении амплитуды колебания частоты в сети при нарушении баланса мощности. Например, даже небольшое отключение части генерации, которое в системе с традиционными источниками энергии за счет их инерции не привело бы к значительному снижению частоты, а впоследствии было бы оперативно скорректировано, в энергосистеме с высокой долей ВИЭ может привести к падению частоты, а при отсутствии необходимых алгоритмов управления – к устойчивому снижению, коррекция которого может быть выполнена только через достаточно длительный промежуток времени с использованием вторичного регулирования.

Существуют различные подходы к поддержанию частоты в энергосистеме ветроэлектрическими установками с силовыми преобразователями. Для обеспечения возможности участия ВЭУ в первичном регулировании возможно либо применение систем накопления энергии, либо работа ветроустановки с не максимальной мощностью, оставляя регулировочный запас. Запас обеспечивается за счет работы ветряка с неоптимальным углом поворота лопастей турбины.

Однако обеспечение возможности участия в первичном регулировании частоты не решает проблему с низкой инерцией, т.к. изменение мощности ветряка данными средствами является недостаточно быстрым. Быстрее с этим справляется так называемая виртуальная инерция. Виртуальная инерция основывается на создании специальных алгоритмов управления, реагирующих на возникновение частотного события, и заключается во временном изменении скорости вращения ротора во время работы ветровой турбины для высвобождения/поглощения части кинетической энергии, накопленной во вращающемся теле ветровой турбины на короткое время, чтобы быстро реагировать на переходные изменения по частоте. Виртуальная инерция обеспечивается работой ветроустановки не в точке оптимума на кривой отслеживания максимальной мощности, при работе в которой повышается частота вращения. Кинетическая энергия, накопленная во вращающихся частях, реализуется при работе алгоритма. Также виртуальная инерция может обеспечиваться установкой в звене постоянного тока преобразователя суперконденсаторов большой емкости, энергия в которых может мгновенно реализоваться/поглотиться при нарушении баланса мощности.

Зарубежными учеными коллективами достаточно подробно разбираются различные аспекты поддержания частоты в энергосистеме с помощью ветроустановок. В статье [84] Пэнфэй Ли, Вэйхао Ху, Жуй Ху, Ци Хуан, Цзюнь Яо, Чжэ Чэнь предоставляют стратегию управления частотой в энергосистеме с большой (20%) долей ВЭУ. Предлагается работа ВЭУ в режиме разгрузки турбины. Строятся модели. Модели учитывают, что в составе ВЭС присутствуют ВЭУ с разными расположением и скоростью ветра на входе и, как следствие, с различным потенциалом регулирования. В статье [85] рассматривается стратегия поддержки частоты за счет кинети-

ческой энергии в ветровых электростанциях. На основе теории Курамото, которая широко применяется в многоагентных системах и интеллектуальных сетях для анализа переходной устойчивости сетевых систем, проанализирована устойчивость энергосистемы с высоким содержанием ветряных электростанций, выведено и математически доказано достаточное условие устойчивости. В статье [86] подробно рассматриваются методы обеспечения запаса мощности ветротурбины и его использования при необходимости поддержания частоты. Рассматриваются минусы существующих методов. Предлагается метод регулирования падения частоты путем изменения коэффициента слежения за мощностью ветровой турбины, что позволяет поддерживать работу турбины в режиме максимальной мощности до введения вторичных и третичных резервов мощности в энергосистеме. Л.А.Г. Гомес, Л.Ф.Н. Лоренсо, М.В.С. Саллес, А.П. Грило, А.Дж. Сгуарези [87] анализируют классические методы поддержания частоты в сети посредством ВЭС. Показано, что на качество переходного процесса влияет также расстояние от нагрузки до генерации. Чем меньше расстояние, разделяющее нагрузку и генерацию, тем ниже снижается частота в момент возмущения.

Для достижения наилучших результатов поддержания частоты в сети необходима комбинация указанных подходов. Так, М. Надур, А. Эсадки, Т. Насер [88] рассматривают методы поддержания частоты в энергосистеме с помощью ветроустановок с асинхронным генератором с двойным питанием DFIG (от англ. Doubly-Fed Induction Generator). Искусственная инерционная реакция, управление падением скорости и управление углом поворота лопастей могут использоваться вместе, чтобы еще больше улучшить возможности регулирования частоты. Чтобы дополнительно обеспечить относительно длительную поддержку регулирования частоты Сюэ Лю, Ювэй Цзя и Чжаоян Дун [89] предложена стратегия нечеткого управления для динамического регулирования прироста инерции. Предлагаемая структура сочетает виртуальный контроль инерции и первичный контроль частоты. При этом в модели учитывается эффект следа от вперёдистоящих ВЭУ, управление виртуальной инерцией настраивается в соответствии со скоростью ветра. Также эффект следа подробно изучается Сингхом Н., Де Кунингом

Дж.Д.М., Вандевельде Л. [90]. Эффект следа был проанализирован в нескольких местах с подветренной стороны ветряной турбины с помощью модели Дженсена. Показано, как колебания ветра из-за наличия следового эффекта влияют на частоту сети. Видно, что колебания частоты сети повторяются в поведении следа, что свидетельствует о наличии динамического взаимодействия. Также отчетливо видны преобразования интенсивности этого эффекта при изменении расстояния за ветряком. Также замечено, что величина поддержки частоты, обеспечиваемой ветряной турбиной, и наклон изменяющейся частоты сети также являются активными переменными, влияющими на след.

Цзяньбэй Си, Хуа Гэн, Сюян Хэ в [91] анализируется традиционная схема управления виртуальной инерцией ветрогенератора с использованием метода создания виртуального синхронного генератора. Делается вывод о том, что при использовании характеристики скорости изменения частоты кинетическая энергия, запасенная в ветровой турбине, при наступлении частотного события используется с неполной эффективностью. Кинетическая энергия ротора ветровой турбины может быть использована более эффективно за счет регулировки коэффициента инерции в соответствии как со скоростью вращения ротора, так и с частотой сети. В статье [92] описывается стратегия работы ветряной турбины в режиме разгрузки, основанная на нечеткой логике, чтобы эффективно участвовать в схеме поддержания частоты в энергосистеме за счет существования запаса по мощности. Кроме того, в модель добавлена связь, учитывающая влияние изменения напряжения на частотную характеристику.

Наиболее часто встречающийся тип регулятора для алгоритма виртуальной инерции – пропорционально-дифференциальный. Х. Беккер, М.Ф. Валуа-Родригес, Л. Холицкий, К. Малекян, П. Гартманн в процессе исследований [93] было обнаружено, что поддержка частоты, обеспечиваемая ВЭУ, может быть увеличена за счет более детальной настройки параметров контроллеров (пропорционального и дифференциального коэффициентов регулятора). Определение параметров регулятора является сложной задачей. В статье [94] предлагается метод определения параметров контроллера ветротурбины с АГДП без учета влияния изменения скорости ветра. Однако в реальной практике из-за изменения

скорости ветра параметры контроллера необходимо постоянно анализировать. С. Моровати, Х. Пулгар-Пайнемалем [95] представлен новый механизм координации для ветроустановок с АГДП для улучшенного регулирования частоты. Координация была достигнута с помощью интеллектуальной нейронной системы со структурой с прямой связью и обратным распространением; сеть состоит из входного, скрытого и выходного слоев. Результаты показывают, что предлагаемая координация позволяет снизить падение частоты примерно на 22%. Люшэн Чжан, Чжэнь Се, Юйян Чан, Хун Чжу [96] разработали стратегию адаптивного управления виртуальной инерцией DFIG, основанная на экспоненциальной функции. Стратегия позволяет не только быстро реагировать на падение частоты, но и улучшать самую низкую точку падения частоты системы. При этом для эффективного демпфирования колебаний частоты и напряжения предлагается использовать классический автоматический регулятор сильного действия [97].

Также рассматривается участие систем накопления энергии в регулировании частоты в сети. Цзяньвэй Ли, Цинцин Ян, Пэнфэй Яо, Цисинь Сунь, Чжэньюй Чжан, Минь Чжан, Вэйцзя Юань в [98] описывают возможность участия ветроустановок в первичном регулировании частоты в микросетях за счет использования систем накопления энергии на основе аккумуляторных батарей с функцией управления частотой. В статье [99] описывается положительное влияние систем накопления энергии на компенсацию колебаний ветра и, как следствие, генерируемой мощности ветроустановок. Цян Го, Цунчжи Хуан, Чживэй Сюэ, Юэ Инь, Вэйфэн Лян, Синьсинь Шэн представляют алгоритм работы ВЭС с системами накопления энергии (маховик + аккумуляторная батарея) [100]. Проанализированы нормальный и аварийный режим работы, а также участие всей системы в первичном регулировании частоты.

В специализированных источниках подробно представлены алгоритмы обеспечения виртуальной инерции. В статье [101] Г. Мартинес-Лукас, Х.И. Сарасуа, Ю.И. Перес-Диаз, С. Мартинес, Д. Очоа анализируют управление частотой в энергосистеме за счет ветровых турбин с использованием виртуальной инерции и первичного регулирования частоты за счет работы ветроустановки в режиме разгрузки. Показывается, что исполь-

зование виртуальной инерции уменьшает падение частоты при отключении значительной генерации, а применение еще и первичного регулирования частоты улучшает эффект восстановления частоты. Исходя из того, что ветряная электростанция работает в режиме управления разгрузкой с получением запаса мощности, Цзычжао Ван, Линьюнь Ши, Фэнь, Янь Пэн, Байлян Лоу, Кван Ю. Ли [102] предлагается метод координированного управления, который сочетает в себе управление статизмом и управление виртуальной инерцией. При установке коэффициента статизма учитывается влияние запаса мощности ветряной электростанции на установку коэффициента статизма при двух различных условиях, при увеличении и уменьшении нагрузки соответственно. В статье [103] предлагается методология анализа влияния вклада ветровой генерации в задачи частотного управления на инерционные характеристики энергосистем. К этой проблеме подходят с аналитической точки зрения путем изучения передаточной функции, которая представляет динамику частоты системы в ответ на возмущения мощности на первичной стадии регулирования частоты.

При вычислении дифференциала частоты системы зачастую возникает проблема шумов и помех измерений, а также длительного отклика инерции. Вследствие этого использование алгоритмов виртуальной инерции может снизить стабильность частоты сети. В статье [104] представлено исследование зависимости коэффициента виртуальной инерции и различных входных параметров ветроустановки (скорость ветра и нагрузка). Единый виртуальный коэффициент инерции, выбранный на основе инженерного опыта, трудно применить в различных условиях, что может привести к плохому эффекту частотной модуляции и даже к нестабильности. Чтобы справиться с этой проблемой, предлагается управление виртуальной инерцией с использованием параметров адаптивной настройки с помощью нейронной сети. В примерах моделирования, состоящих из различных турбулентных изменений ветра и нагрузки, результаты показывают, что адаптивное управление виртуальной инерцией, разработанное в этой статье, показывает лучшую производительность, чем обычное управление с точки зрения эффекта частотной модуляции и стабильности.

В статье [105] исследовался вклад ВЭУ в

регулирование частоты сети. Проблема классического пропорционального виртуального инерциального управления с усилением шумов и помех решается применением следящего дифференциатора при участии в регулировании первичной частоты. Кроме того, этот документ также дает практическое руководство для взаимосвязанных энергосистем и вложенных мультимикросетей для решения проблемы стабильности частоты из-за высокого проникновения возобновляемых источников энергии. В отличие от традиционного УВИ на основе производной, предлагаемый метод не требует непосредственного вычисления дифференциала системной частоты. Это снижает усиление высокочастотных шумов измерений, улучшая качество регулирования. Следовательно, значительно улучшена инерционность сети без введения дополнительных нестабильных элементов. В данной работе М. Крпан, И. Кузле [106] представляют исследование чувствительности виртуального инерционного отклика к различным параметрам преобразователя. Этими параметрами являются: начальная рабочая точка, параметры контроллера преобразователя со стороны машины и со стороны линии, параметры управления углом наклона и параметры PLL. Адаптивное управление, предложенное в [107], уменьшает время отклика и уменьшает провал частоты.

Для обеспечения поддержки частоты некоторыми авторами предлагается комбинация УВИ и управления углом наклона лопастей. Чэн Чжун, Юэмин, Ян Чжоу, Хуаи Ли в [108] дается эквивалентная схема управления ветроустановкой 4 типа для поддержки частоты в изолированных микросетях. Определена новая эквивалентная переменная скорости вращения ротора, состоящая из комбинации управления углом наклона лопастей и скорости вращения ротора в зависимости от мощности нагрузки и скорости ветра. Ин Чжу, Шэн Лю, Вэй Ван [109] анализируют комплексный подход для поддержки частоты в сети ветровой турбиной на базе СГПМ, включая управление виртуальной инерцией с переменным коэффициентом, управление углом поворота лопастей и работу ВЭУ в режиме разгрузки.

Отдельный блок исследований посвящен применению суперконденсаторов в преобразователях для обеспечения с их помощью инерционного отклика [110]. Плюсом такого решения является возможность работы ВЭУ в

оптимальном режиме согласно кривой отслеживания максимальной мощности [111]. В статье [112] описываемая инерционная поддержка во время частотного события будет обеспечена конденсатором в звене постоянного тока. Процесс зарядки и разрядки энергии должен контролироваться, чтобы ВЭУ всегда была готова к поддержке частоты [113]. Основными недостатками этого метода являются размер конденсатора, который увеличивает размер тестируемой системы, и большое время отклика. В частности, для инерционной реакции эта энергия конденсатора в звене постоянного тока должна быть достаточно большой, чтобы обеспечить временную инерционную реакцию в течение короткого интервала времени. Статья [114] посвящена моделированию схемы процесса заряда суперконденсатора после его работы по обеспечению виртуальной инерции и последующему поддержанию этого заряда на уровне, необходимом для наиболее эффективной дальнейшей работы.

Но в большинстве случаев для того чтобы избежать вторичной просадки частоты, необходимы дополнительные средства для обеспечения первичного и вторичного регулирования частоты. Для этого могут использоваться системы накопления энергии как нетрадиционные (например, водородные топливные элементы [115]), так и классические аккумуляторные батареи [116]. Зачастую такие системы гибридные – аккумуляторная батарея используется совместно с суперконденсатором [117–120]. Батарея используется для компенсации низкочастотных колебаний мощности (первичное регулирование частоты), а суперконденсатор применяется для компенсации высокочастотных колебаний мощности (формирует виртуальную инерцию ВЭУ) [121]. Важен правильный расчет емкости батарей с учетом возможности обеспечения поддержки частоты [122]. Минмин Ши, Хунфэй Чэнь, Чэньюй Чжан, Фэй Мэй, Цзичэн Фан, Мяо Хуэйюй в своей статье [123] предлагают стратегию управления с обратной связью о состоянии заряда батареи, что позволит избежать перезаряда и глубокого разряда. Способ может в определенной степени обеспечить исправную работу батареи при резких колебаниях мощности, а также обеспечивает более долгий срок службы батарей. Базовая схема управления инерцией может быть не очень точной при больших частотных возмущениях из-за переменного коэффициента виртуальной инерции. В качестве решения

может быть реализована нелинейная схема управления инерцией, которая обеспечивает постоянный коэффициент инерции и достаточную эмуляцию инерции даже при больших частотных возмущениях [124].

Концепция использования суперконденсаторов, или гибридных систем накопления энергии, может применяться не только для ветроустановок, но и солнечных электростанций [125] или микросети, содержащей ВЭС, СЭС, дизельную генерацию и нагрузку [126]. Как было сказано ранее, в микросетях большую роль в их устойчивости может сыграть наличие аккумуляторных батарей (АКБ). При этом АКБ могут быть как индивидуального исполнения для каждой установки, так и централизованными [127].

При исследовании суперконденсаторов как средств поддержки частоты важно понимать, что в моделировании зачастую представляется идеальный вариант суперконденсатора, когда энергия, необходимая для реализации виртуальной инерции, меньше, чем накоплена в нем. Однако поскольку разные модели с разными значениями емкости будут разряжаться с разной скоростью, идеальное представление может неадекватно отражать реалистичное поведение, если требуемая энергия больше, чем энергия, хранящаяся в системе суперконденсатора. Это может привести к ошибочному выводу об ожидаемой частотной характеристике [128].

Методы обеспечения виртуальной инерции с помощью конденсатора и кинетической инерции вращающихся частей могут быть использованы совместно. Авторами статьи [129] предлагается стратегия, которая использует зону нечувствительности по частоте для координации приоритета регулирования частоты для двух различных методов (суперконденсатор и ВИ).

Суть этого метода заключается в обеспечении быстрой поддержки частоты за счет использования сначала энергии суперконденсатора, а затем кинетической энергии вращения ротора (виртуальная инерция), что может минимизировать потери энергии ветра при обеспечении желаемой поддержки частоты. Результаты моделирования показывают, что при условии аналогичного эффекта управления предложенный метод может обеспечить снижение потерь энергии на 75,0% и улучшение показателей регулирования частоты по сравнению с традиционным управлением. Кроме того, предлагаемый метод

также может эффективно предотвращать колебания мощности.

Таким образом, исследования в этой области показывают, что участие ветроустановок в поддержании частоты в энергосистеме является реально решаемой задачей. Каждое средство регулирования имеет свои плюсы и минусы. АКБ хорошо демпфируют колебания мощности (они стандартные), позволяют эффективнее использовать ресурсы, запасая электроэнергию при снижении потребления в сети. Однако обеспечение существенной емкости аккумуляторных батарей является очень дорогим решением. Гораздо дешевле по капиталовложениям ограничить мощность ветроустановки для использования данного запаса при возникновении частотного события, однако в этом случае снижается полезная выработка электроэнергии в нормальном режиме, что увеличивает срок окупаемости вложений.

Решение проблемы с низкой инерцией ВИЭ тоже может быть выполнено разными способами, имеющими достоинства и недостатки. Применение суперконденсаторов – это просто и относительно дешево, однако требуются дополнительные расчеты емкости, строгие алгоритмы подзаряда/разряда и поддержание необходимого уровня заряда. Неправильная настройка виртуальной инерции за счет кинетической энергии ротора ветроустановки может привести к сильному снижению частоты его вращения и аварийному останову.

Поэтому каждый способ должен применяться исходя из реальных условий работы ветропарков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие технологий, позволяющих повысить регулировочные способности ветроэлектрической станции, является актуальной задачей, так как низкая инерция источников возобновляемой энергии приводит к снижению устойчивости энергосистем, в составе которых значительная доля – ветроэлектрические станции. Эта и другие проблемы с возобновляемыми источниками энергии связаны в первую очередь со случайнопериодическим характером генерации электроэнергии. Именно данное обстоятельство заставляет использовать силовые преобразователи для подключения их к сети, а они, в свою очередь, не обеспечивают инерционную связь вращающихся частей ветроустановок с

сетью, как это происходит в случае традиционных источников энергии.

Для решения проблем со стохастической природой генерации ВИЭ их стоит объединять в микросеть вместе с потребителями для изолированных от энергосистемы районов или в виртуальную электростанцию для ее последующей интеграции в общую энергосистему.

Одним из решений повышения устойчивости энергосистем с высокой долей ветроэлектрических установок в составе является создание виртуальной инерции ВЭУ. Однако ввиду ограниченной мощности и возможностей регулирования каждого отдельного ветрогенератора эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при ее независимой реализации на отдельных установках.

По результатам анализа специализированной литературы можно сделать вывод, что реализация независимого управления виртуальной инерцией на каждой ВЭУ требует проведения анализа переходных процессов всей сети на этапе проектирования. Несогласованная работа алгоритма виртуальной инерции ветропарка может привести к перерегулированию так, что суммарное изменение мощности ветропарка приведет также к нарушению устойчивости уже от действия виртуальной инерции. При этом добавление энергоустановки в ветропарк потребует проведения повторных расчетов устойчивости и перенастройки коэффициентов регулирования виртуальной инерции на уже работающих ВЭУ. Кроме того, оперативное изменение конфигурации (состава ВЭУ) и режимов работы также скажется на эффективности независимого управления ВИ.

Для обеспечения адаптивности управления парком ВЭУ можно организовать иерархическую систему, верхним узлом которой будет вычислительная система, моделирующая динамику энергосистемы с детально представленными в ней ВЭУ. На данной модели будут анализироваться устойчивость энергосистемы на нормативные возмущения и автоматически подбираться коэффициенты регулятора, определяющие работу виртуальной инерции каждого генератора. Пересчет коэффициентов ВИ необходимо делать при изменении конфигурации сети, а также при существенном изменении режима работы ВЭУ. Таким образом, требуется передача достаточно большого

объема информации, организация каналов связи, а самое главное – реализация адекватной системы моделирования, работающей в темпе процесса. Данный подход видится неоправданно дорогостоящим.

Другим возможным вариантом может быть подход, когда при анализе устойчивости системы модели отдельных ВЭУ будут заменены на обобщенную модель, представляющую весь ветропарк. Действительно, такой подход возможен, если принять то, что постоянные инерции отдельных агрегатов близки и в модели обобщенной ВЭУ может быть использована усредненная постоянная инерции. Реализация автоматического расчета обобщенных коэффициентов в этом случае значительно упрощается. При этом отпадает необходимость сбора данных с ВЭУ. Достаточно знать суммарную мощность ветропарка, получаемую по балансу на уровне электрической сети, и средние погодные условия в энергорайоне для моделирования аэродинамической части.

Таким образом, имея рассчитанные на основе анализа нормативных возмущений требуемые для обеспечения устойчивости границы для обобщенной модели ветропарка, можно применить мультиагентную систему адаптации виртуальной инерции отдельных ВЭУ, работающую по кооперативному принципу. Данная модель, работая в доаварийном режиме, распределяет суммарные коэффициенты ВИ.

Предложенный мультиагентный подход не требует организации сложных каналов связи. Для передачи данных может использоваться любая среда, в том числе локальные системы связи, когда отдельный агент обменивается информацией только со своими непосредственными соседями. Вычислительная система, рассчитывающая режим сети, также выступает в виде агента, рассчитывающего общие ограничения по устойчивости для всего ветропарка. Информация об ограничении при этом небольшая по объему и может передаваться при каждом сеансе передачи информации между агентами в сети.

Для проверки данных тезисов необходимо провести исследования алгоритмов и способы управления виртуальной инерцией ветроэлектрической станцией с использованием мультиагентного подхода, провести анализ результатов предложенного алгоритма, позволяющего формировать участие в регулировании режимов электроэнергетической сети и повышать запас динамической устойчивости.

Список источников

1. Xu Xiwang, Sun Lu, An Ning, Li Fang, Su Lining, Qin Xiaohui. Simulation research of wind turbine frequency modulation based on different wind power penetration levels // 8th Renewable Power Generation Conference. 2019. P. 0435. <https://doi.org/10.1049/cp.2019.0435>.
2. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. 3-е изд., доп. СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2016. 421 с.
3. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Voropai N., Styczynski Z.A. Isolated power system in Russia: a chance for renewable energies? // Renewable Energy. 2016. Vol. 90. 532–541. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.016>.
4. Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н. [и др.]. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. 2019. № 1. С. 2–14. <https://doi.org/10.25728/ru.2019.1.1>.
5. Сабинин Г.Х. Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей // Труды ЦАГИ. 1931. №. 104. С. 59–60.
6. Фатеев Е.М. Методика определения параметров ветроэнергетических расчетов ветросиловых установок. М.: Акад. наук СССР, 1957. 87 с.
7. Безруких П.П. Эффективность возобновляемой энергетики. Мифы и факты // Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование. 2016. № 6. С. 11–24. EDN: WDLFHB.
8. Лятхер В.М. Развитие ветроэнергетики // Малая энергетика. 2006. № 1-2. С. 23–38. EDN: JVJUWX.
9. Грибков С.В., Юдаев И.В., Ракитов С.А. Многомодульные ветроэнергетические установки в системах гарантированного электроснабжения // Техника в сельском хозяйстве. 2012. № 2. С. 26–29. EDN: XTRIPZ.
10. Martínez J.C., Gómez S.A., Rodríguez Amenedo J.L.R. Alonso-Martínez J. Analysis of the frequency response of wind turbines with virtual inertia control // IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (Madrid, 9–12 June 2020). Madrid: IEEE, 2020. P. 9160718. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160718>.
11. Кирпичникова И.М., Мартынов А.С., Соломин Е.В. Преобразование энергии в ветроэнергетических установках // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2010. №. 1. С. 93–97.
12. He Ping, Wen Fushuan, Ledwich Gerard, Xue Yusheng. Investigation of the effects of various types of wind turbine generators on power-system stability // Journal of Energy Engineering. 2015. Vol. 141. Iss. 3. P. 04014007. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000176](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000176).
13. Удалов С.Н., Манусов В.З. Моделирование ветроэнергетических установок и управление ими на основе нечеткой логики: монография. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 200 с.
14. Dermentzoglou J.C., Karlis A.D. Development of linear models of static var compensators and design of controllers suitable for enhancing dynamic/transient performance of power systems including wind farms // Electric power systems research. 2011. Vol. 81. Iss. 4. P. 922–929. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.11.021>.
15. McSwiggan D., Littler T. Analysis of fixed-speed wind farm low-frequency power pulsations using a wavelet-prony method // IEEE PES General Meeting. 2010. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5590058>.
16. Ekwue A., Nanka-Bruce O., Rao Jhansi, McCool D. Dynamic stability investigations of the fault ride through capabilities of a wind farm // Paper ID. 2008. T. 99.
17. Saidi A.S., Chokri B. Effect of static and dynamic load model on dynamic stability of distribution network with fixed and variable speed wind farm: a bifurcation analysis // International Review on Modelling and Simulations. 2012. Vol. 5. Iss. 4. С. 1690–1699.
18. Morren J., De Haan S.W.H. Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2005. Vol. 20. Iss. 2. P. 435–441. <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.845526>.
19. Bialas H., Pawelek R., Wasiak I. A Simulation model for providing analysis of wind farms frequency and voltage regulation services in an electrical power system // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 8. P. 2250. <https://doi.org/10.3390/en14082250>.
20. Wang Yi, Meng Jianhui, Zhang Xiangyu, Xu Lie. Control of PMSG-based wind turbines for system inertial response and power oscillation damping // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2015. Vol. 6. Iss. 2. С. 565–574. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2394363>.
21. Li Wendan, Liu Yutian. SVG supplementary damping control for the dynamic stability of wind farm // China International Conference on Electricity Distribution. 2014. P. 340–343. <https://doi.org/10.1109/CICED.2014.6991724>.
22. Wu Ziping, Gao Wenzhong, Yang Daye, Shi Yan. Comprehensive modeling and analysis of permanent magnet synchronous generator-wind turbine system with enhanced low voltage ride through capability // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (Raleigh, NC, 15–20 September). Raleigh, NC: IEEE, 2012. P. 2091–2098. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2012.6342554>.
23. Han Bing, Wang Yi, Li Heming, Zhang Xiangyu. Supplementary power control of PMSG-based wind farms for system dynamic stability // International Conference on Electrical Machines and Systems (Busan, 26–29 October 2013). Busan: IEEE, 2013. P. 291–295. <https://doi.org/10.1109/ICEMS.2013.6754469>.
24. Nagarajan S.T., Kumar N. Active power variation in wind farms by varying the number of wind turbine units // International Journal of Sustainable Energy. 2013. Vol. 32. Iss. 6. P. 735–749. <https://doi.org/10.1080/14786451.2013.824876>.
25. Sun Jun, Sheng Lijian, Sun Yong, Zhou Zhenkai, Fu Rong. Stability simulation analysis of a hybrid wind-battery system // Communications in Computer and Information Science / eds. L. Zhang, X. Song, Y. Wu. Singapore: Springer, 2016. Vol. 645.

P. 154–163. https://doi.org/10.1007/978-981-10-2669-0_17.

26. Son Dae-Hee, Ali M., Kang Sang-Hee, Heo Jae-Haeng, Nam Soon-Ryul. A method for increasing the operating limit capacity of wind farms using battery energy storage systems with rate of change of frequency // *Energies*. 2018. Vol. 11. Iss. 4. P. 758. <https://doi.org/10.3390/en11040758>.

27. Shazon Md.N.H., Masood N., Ahmed H.M., Deeba S.R., Hossain E. Exploring the utilization of energy storage systems for frequency response adequacy of a low inertia power grid // *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 129933–129950. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3114216>.

28. Карамов Д.Н. Математическое моделирование автономной системы электроснабжения использующей возобновляемые источники энергии // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2015. Т. 9. С. 133–140.

29. Карамов Д.Н. Структурная оптимизация автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии // *Сборник трудов молодых ученых к 55-летию Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. Вып. 45. С. 84–89.

30. Попель О.С. Автономные энергоустановки на возобновляемых источниках энергии // *Энергосбережение*. 2006. № 3. С. 21–30.

31. Удалов С.Н., Ачитаев А.А. Автоматическое управление ветровыми установками с магнитной редукией скорости вращения генератора и турбины: монография. Саяногорск: Саяно-Шушенский филиал Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Сибирский федеральный университет», 2021. 220 с. EDN: WCRGMM.

32. Udalov S.N., Achitaev A.A., Pristup A.G., Bochenkov B.M., Pankratz Yu., Tarbill R.D. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission // *Wind Engineering*. 2018. Vol. 42. Iss. 5. P. 411–435. <https://doi.org/10.1177/0309524X18780404>.

33. Удалов С.Н., Ачитаев А.А., Приступ А.Г., Боченков Б.М. Повышение запаса динамической устойчивости автономной энергетической системы на базе ветроэнергетических установок при резких изменениях режима нагрузки // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2016. Т. 327. № 8. С. 89–98.

34. Удалов С.Н., Приступ А.Г., Ачитаев А.А. Исследование магнитной трансмиссии с переменным передаточным отношением в ветроэнергетической установке в целях повышения запаса динамической устойчивости // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2015. Т. 326. № 10. С. 123–134.

35. Vithanage V. A review on multi-agent system based energy management systems for micro grids // *AIMS Energy*. 2019. Vol. 7. Iss. 6. P. 924–943.

36. Zhong Weilin, Murad M.A.A., Liu Muyang, Milano F. Impact of virtual power plants on power system short-term transient response // *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 189. P. 106609. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106609>.

37. Исмоилов С.Т., Труфакин С.С., Фишов А.Г. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями // *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. (г. Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.)*. Екатеринбург: Российский нац. комитет СИГРЭ. 2013. С. 99–100.

38. McArthur S., Davidson E.M., Catterson V.M., Dimeas A., Hatziairgiyriou N.D., Ponci F, et al. Multi-agent systems for power engineering applications - part 2: technologies, standards and tools for building multi-agent systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22. Iss. 4. P. 1743–1752. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908471>.

39. Saleem A., Lind M., Veloso M.M. Multiagent based protection and control in decentralized electric power systems // *9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems AAMAS*. 2010. P. 83–89.

40. Solanki J., Khushalani Solanki S., Schulz N. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators // *Integrated Computer-Aided Engineering*. 2010. Vol. 17. Iss. 4. P. 331–346. <https://doi.org/10.3233/ICA-2010-0351>.

41. Solanki J., Khushalani Solanki S., Schulz N. A multi-agent solution to distribution systems restoration // *IEEE transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22. Iss. 3. P. 1026–1034. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901280>.

42. Kumar A., Tiwari L., Somwanshi D. Design architecture and optimization of multi agent based smart grid // *IEEMA Engineer Infinite Conference*. 2018. <https://doi.org/10.1109/ETECHNXT.2018.8385289>.

43. Ju Liwei, Zhang Qi, Tan Zhongfu, Wang Wei, Xin He, Zhang Zehao. Multi-agent-system-based coupling control optimization model for micro-grid group intelligent scheduling considering autonomy-cooperative operation strategy // *Energy*. 2018. Vol. 157. Iss. 2. p. 1035–1052. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.097>.

44. Divényi D., Dán A.M. Agent-based modeling of distributed generation in power system control // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2013. Vol. 4. Iss. 4. P. 886–893. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2253811>.

45. Gao Yang, Ai Qian. Distributed multi-agent control for combined AC/DC grids with wind power plant clusters // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12. Iss. 3. P. 670–677. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0689>.

46. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. A multi-agent control system of distributed generation plants // *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076128>.

47. Vorobev P, Huang Po-Hsu, Hosani M., Kirtley J.L., Turitsyn K. High-fidelity model order reduction for microgrids stability assessment // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. Vol. 33. Iss. 1. C. 874–887. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2707400>.

48. Chen Min-Rong, Zeng Guo-Qiang, Dai Yu-Xing, Lu Kang-Di. Fractional-order model predictive frequency control of an

- islanded microgrid // *Energies*. 2018. Vol. 12. Iss. 1. P. 84. <https://doi.org/10.3390/en12010084>.
49. Sahoo A.K., Abhitharan K.P., Kalaivani A., Karthik T.J. Feasibility study of microgrid installation in an educational institution with grid uncertainty // 4th International Conference on Eco-friendly Computing and Communication Systems. 2015. Vol. 70. P. 550–557. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.10.099>.
50. Boemer J.C., Gibescu M., Kling W.L. Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: an overview // IEEE Bucharest PowerTech. 2009. <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5282177>.
51. Derrouazin A., Mekkakia-Maaza N., Taleb R., Nacef M., Aillerie M. Low cost hybrid energiless smart management system applied for micro-grids // *Energy Procedia*. 2014. Vol. 50. P. 729–737.
52. Yakine K.E.N., Mena M., Hasni M., Boudour M. A novel optimal frequency control strategy for an isolated wind-diesel hybrid system with energy storage devices // *Wind Engineering*. 2016. Vol. 40. Iss. 6. P. 497–517. <https://doi.org/10.1177/0309524X16671091>.
53. Muljadi E., McKenna H.E. Power quality issues in a hybrid power system // *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2001. Vol. 2. Iss. 3. P. 803–809. <https://doi.org/10.1109/TIA.2002.1003433>.
54. Zhang Yang, Lundblad A., Campana P.E. Benavente F., Yan Jinyue. Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: a case study in Sweden // *Energy Conversion and Management*. 2017. Vol. 133. P. 249–263.
55. Muljadi E., Butterfield C. Yinger R., Romanowitz H. Energy storage and reactive power compensator in a large wind farm // *AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. 2004. C. 114–123. <https://doi.org/10.2514/6.2004-352>.
56. Vernet A., Khayesi J.N., George V., George G., Bahaj A.S. How does energy matter? Rural electrification, entrepreneurship, and community development in Kenya // *Energy Policy*. 2019. Vol. 126. P. 88–98.
57. Arulampalam A., Barnes M., Engler A., et al. Control of power electronic interfaces in distributed generation microgrids // *International Journal of Electronics*. 2004. Vol. 91. Iss. 9. P. 503–523. <https://doi.org/10.1080/00207210412331289023>.
58. Katiraei F., Iravani M.R., Lehn P.W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. Iss. 1. P. 248–257. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.835051>.
59. Van Ackooij W., De Boeck J., Detienne B., Pan S., Poss M. Optimizing power generation in the presence of micro-grids // *European Journal of Operational Research*. 2018. Vol. 271. Iss. 2. P. 450–461. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.05.042>.
60. Lin Haiyang, Wang Qinxing, Wang Yu, Yiling Liu, Huang Nianzhi, Wennersten R., et al. A multi-agent based optimization architecture for energy hub operation // *Energy Procedia*. 2017. Vol. 142. P. 2158–2164. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.621>.
61. Ormandjieva O., Bentahar J., Huang Jinzi, Kuang Heng. Modelling multi-agent systems with category theory // *Procedia Computer Science*. 2015. Vol. 52. Iss. 1. P. 538–545. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.05.031>.
62. González-Pardo A, Varona P, Camacho D, et al. Communication by identity discrimination in bio-inspired multi-agent systems // *Concurrency and Computation Practice and Experience*. 2012. Vol. 24. Iss. 6. P. 589–603. <https://doi.org/10.1002/cpe.1866>.
63. Mehta R., Radhakrishnan B. M., Srinivasan D., Panda S.K., Rathore A.K. Market based multi-agent control of microgrid // *IEEE Ninth International Conference on Intelligent Sensors, Sensor Networks and Information Processing*. 2014. <https://doi.org/10.1109/ISSNIP.2014.6827704>.
64. Colson C.M., Nehrir M.H. A review of challenges to real-time power management of microgrids // *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2009. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275343>.
65. Guo Ge, Ding Lei, Han Qing-Long. A distributed event-triggered transmission strategy for sampled-data consensus of multi-agent systems // *Automatica*. 2014. Vol. 50. Iss. 5. P. 1489–1496. <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2014.03.017>.
66. Li Hongjie, Ming Chen, Shen Shigen, Wong W.K. Event-triggered control for multi-agent systems with randomly occurring nonlinear dynamics and time-varying delay // *Journal of the Franklin Institute*. 2014. Vol. 351. Iss. 5. P. 2582–2599.
67. Wang Lingfeng, Wang Zhu, Yang Rui. Intelligent multiagent control system for energy and comfort management in smart and sustainable buildings // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2012. Vol. 3. Iss. 2. P. 605–617. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2178044>.
68. Funabashi T., Fujita G., Koyanagi K., Yokoyama R. Field tests of a microgrid control system // *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*. 2006. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2006.367750>.
69. Yousef H., Al-Badi A.H., Polycarpou A. Power management for hybrid distributed generation systems // *International Journal of Sustainable Engineering*. 2009. Vol. 11. Iss. 1. P. 1–10. <https://doi.org/10.1080/19397038.2017.1387825>.
70. Kim Hak-Man, Kinoshita T. Multiagent system for Microgrid operation based on power market environment // 31st International Telecommunications Energy Conference. 2009. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2009.5351771>.
71. Yuqin Xu, Li Zhang, Zengping Wang. Research on service restoration for large area blackout of distribution system with distributed generators // *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. 2009. <https://doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5347908>.
72. Li X.D., Xu Y.Q., Zhang L. Distribution service restoration with DGs based on multi-agent immune algorithm // 2nd International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System. 2009. <https://doi.org/10.1109/PEITS.2009.5407060>.
73. Yavuz L., Onen A., Muyeen S., Innocent K. Transformation of Microgrid to Virtual Power Plant – A Comprehensive Review // *IET Generation, Transmission and Distribution*. 2019. Vol. 13. Iss. 11. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5649>.

74. Chen Junru, Liu Muyang, Milano F. Aggregated model of virtual power plants for frequency and voltage stability analysis // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2021. Vol. 36. Iss. 5. P. 4366–4375. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3063280>.
75. Marecek J., Roubalik M., Ghosh R., Shorten R.N., Wirth F.R. Predictability and fairness in load aggregation and operations of virtual power plants // *Automatica*. 2023. Vol. 147. P. 110743. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2110.03001>.
76. Moutis P., Georgilakis P.S., Hatziaargyriou N.D. Voltage regulation support along a distribution line by a virtual power plant based on a center of mass load modeling // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9. Iss. 4. P. 3029–3038.
77. Zhong Weilin, Chen Junru, Liu Muyang, Murad M.A.A., Milano F. Coordinated control of virtual power plants to improve power system short-term dynamics // *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 4. P. 1182. <https://doi.org/10.3390/en14041182>.
78. Xin Huanhai, Gan Deqiang, Li Naihu, Li Huijie, Dai Chensong. Virtual power plant-based distributed control strategy for multiple distributed generators // *IET Control Theory & Applications*. 2013. Vol. 7. Iss. 1. P. 90–98. <https://doi.org/10.1049/iet-cta.2012.0141>.
79. Häberle V., Fisher M.W., Araujo E.P., Dorfler F. control design of dynamic virtual power plants: an adaptive divide-and-conquer approach // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2021. Vol. 37. Iss. 5. 4040–4053. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3139775>.
80. Björk J., Johansson K.H., Dorfler F. Dynamic virtual power plant design for fast frequency reserves: coordinating hydro and wind // *IEEE Transactions on Control of Network Systems*. 2022. Vol. 10. Iss. 3. P. 1266–1278. <https://doi.org/10.1109/TCNS.2022.3181553>.
81. Tan Zhenfei, Zhong Haiwang, Xia Qing, Kang Chongqing, Wang Xuanyuan Sharon, Tang Honghai. Estimating the robust P-Q capability of a technical virtual power plant under uncertainties // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. Vol. 35. Iss. 6. P. 4285–4296. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2988069>.
82. Ahangar R.A., Sheykholeslam A. Bulk virtual power plant, a novel concept for improving frequency control and stability in presence of large scale RES // *International Journal of Mechatronics, Electrical and Computer Technology*. 2014. Vol. 4. Iss. 10. P. 1017–1044.
83. Zhong Weilin, Tzounas G., Liu Muyang, Milano F. On-line inertia estimation of virtual power plants // *22nd Power Systems Computation Conference*. 2022. Vol. 212. Iss. 2. P. 108336 <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108336>.
84. Li Pengfei, Hu Weihao, Hu Rui, Huang Qi, Yao Jun, Chen Zhe. Strategy for wind power plant contribution to frequency control under variable wind speed // *Renewable Energy*. 2019. Vol. 130. P. 1226–1236. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.046>.
85. Melhem B.M., Zhou Yakun, Liu Steven. Frequency support and stability analysis for an integrated power system with wind farms // *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2018. <https://doi.org/10.1109/IECON.2018.8592707>.
86. Boyle J., Littler T., Muyeen S.M., Foley A.M. An alternative frequency-droop scheme for wind turbines that provide primary frequency regulation via rotor speed control // *Electrical Power and Energy Systems*. 2021. Vol. 133. Iss. 1. P. 107219. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107219>.
87. Gomez L.A.G., Lourenço L.F.N., Salles M.B.C., Grilo A.P., Sguarezi A.J. Frequency support of grid connected wind turbine based-DFIG // *International Conference on Clean Electrical Power*. 2019. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2019.8890110>.
88. Nadour M., Essadki A., Nasser T. Coordinated control using backstepping of DFIG-based wind turbine for frequency regulation in high wind energy penetrated system // *Hindawi, Mathematical Problems in Engineering*. 2020. Vol. 3. P. 8287949. <https://doi.org/10.1155/2020/8287949>.
89. Lyu Xue, Jia Youwei, Dong Zhaoyang. Adaptive frequency responsive control for wind farm considering wake interaction // *Journal of modern power systems and clean energy*. 2021. Vol. 9. Iss. 5. P. 1066–1075. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2020.000237>.
90. Singh N., De Kooning J.D.M., Vandeveld L. Dynamic wake analysis of a wind turbine providing frequency support services // *IET Renewable Power Generation*. 2022. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12455>.
91. Xi Jiangbei, Geng Hua, He Xiuqiang. Adaptive VSG control scheme for large scale wind farms to improve frequency response characteristics // *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. 2019. <https://doi.org/10.1109/IAS.2019.8912376>.
92. Abazari A., Monsef H., Wu Bin. Load frequency control by de-loaded wind farm using the optimal fuzzy-based PID droop controller // *IET Renewable Power Generation*. 2019. Vol. 13. Iss. 1. P. 180–190. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5392>.
93. Becker H., Valois-Rodriguez M.F., Holicki L., Malekian K., Gartmann P. Evaluation of wind power plants' control capabilities to provide primary frequency support during system restoration // *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*. 2021. <https://doi.org/10.1109/SEST50973.2021.9543369>.
94. Junkai Huang, Zhifang Yang, Juan Yu, Juelin Liu, Ning Guo. Parameter design of DFIG-based controller for frequency stability improvement // *5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering*. 2020. <https://doi.org/10.1109/ACPEE48638.2020.9136320>.
95. Morovati S., Pulgar H. Control coordination between DFIG-based wind turbines and synchronous generators for optimal primary frequency response // *52nd North American Power Symposium*. 2020.
96. Zhang Liusheng, Xie Zhen, Chang Yuyang, Zhu Hong. Virtual inertia adaptive control strategy for DFIG wind turbines based on exponential function // *15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (Kristiansand, 9–13 November)*. Kristiansand: IEEE, 2020. P. 407–411. <https://doi.org/10.1109/ICIEA48937.2020.9248341>.
97. Yakout A.H., Kotb H., Sabry W. Power system stability improvement by employing strong action controller acting as virtual

inertia controller // 22nd International Middle East Power Systems Conference. 2021. P. 562–568. <https://doi.org/10.1109/MEPCON50283.2021.9686209>.

98. Li Jianwei, Yang Qingqing, Yao Pengfei, Sun Qixing, Zhang Zhenyu, Zhang Min, et al. A novel use of the hybrid energy storage system for primary frequency control in a microgrid // *Energy Procedia*. 2016. Vol. 103. P. 82–87. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.253>.

99. Chen Xiaobin, Liu Hui, Su Jinshuo, Qin Risheng. The control strategy of energy storage system for primary frequency regulation and wind power ramp control // 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering. 2020. P. 652–656. <https://doi.org/10.1109/ACPEE48638.2020.9136416>.

100. Guo Qiang, Huang Congzhi, Xue Zhiwei, Yin Yue, Liang Weifeng, Sheng Xinxin. Research on energy storage system participation in primary frequency regulation of large-scale wind turbines // 1st International Conference on Industrial Artificial Intelligence. 2019. <https://doi.org/10.1109/ICIAI.2019.8850837>.

101. Martínez-Lucas G., Sarasúa J.I., Pérez-Díaz Ju.I., Martínez S., Ochoa D. Analysis of the implementation of the primary and/or inertial frequency control in variable speed wind turbines in an isolated power system with high renewable penetration // *Case Study: El Hierro Power System. Electronics*. 2020. Vol. 9. Iss. 6. P. 901. <https://doi.org/10.3390/electronics9060901>.

102. Wang Zizhao, Shi Linjun, Feng, Peng Yan, Lou Bailliang, Lee Kwang Y. Coordinated droop and virtual inertia control of wind farm for frequency regulation // IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2020. <https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281722>.

103. Ochoa-Correa D., Martinez S. Analytical approach to understanding the effects of implementing fast-frequency response by wind turbines on the short-term operation of power systems // *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 12. P. 3660. <https://doi.org/10.3390/en14123660>.

104. Zhang Tianhai, Shu Jianjun, Wang Jingbo, Tang Keyi, Liu Nana. Adaptive virtual inertial control of wind turbine generators considering wind speed and load variation // 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. 2020. <https://doi.org/10.1109/appeec48164.2020.9220484>.

105. Xiao Qi, Madonski R., Congzhi Huang, Yiming Ke. Tracking-differentiator-based dynamic virtual inertial control of offshore wind power plant for frequency regulation // *Electrical Power and Energy Systems*. 2022. Vol. 141. Iss. 106767. P. 108150. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108150>.

106. Krpan M., Kuzle I. Dynamic characteristics of virtual inertial response provision by DFIG-based wind turbines // *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 178. P. 106005. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.106005>.

107. Bastiani B.A., De Oliveira R.V. Adaptive MPPT control applied to virtual synchronous generator to extend the inertial response of type-4 wind turbine generators // *Sustainable Energy Grids and Networks*. 2021. Vol. 27. P. 100504. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100504>.

108. Zhong Cheng, Lv Yueming, Zhou Yang, Li Huayi. An equivalent rotor speed compensation control of PMSG-based wind turbines for frequency support in islanded microgrids // *Frontiers in Energy Research*. 2021. Vol. 9. P. 717327. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.717327>.

109. Zhu Ying, Liu Sheng, Wang Wei. Comprehensive coordinated control strategy of PMSG-based wind turbine for system inertia support // *IET Renewable Power Generation*. 2021. Vol. 15. P. 1915–1926. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12115>.

110. Yang Li, Hu Zhijian, Xie Shiwei, Kong Shunfei, Lin Weiwei. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 173. Iss. 3053. P. 71–85. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.04.011>.

111. Zeng Xueyang, Li Xiaopeng, Wang Shunliang, Liu Tianqi, Zhang Chun, Zhang Huajie. Virtual inertia control and short-term primary control for PMSG-based wind turbine using supercapacitor // 4th International Conference on HVDC. 2020. P. 191–196. <https://doi.org/10.1109/HVDC50696.2020.9292799>.

112. Hasan N.S., Rosmin N., Nordin N.M., Hassan M.Yu. Virtual inertia support extraction using a super-capacitor for a wind-PMSG application // *IET Renewable Power Generation*. 2019. Vol. 13. Iss. 10. P. 1802–1808. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5655>.

113. Hasan N.S., Rosmin N., Nordin N.J.M., Mustaamal A.H., Husin S.M., Aripriharta A., et al. Virtual inertia support for wind turbine system // *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. 2020. Vol. 17. Iss. 2. P. 629–636. <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v17.i2.pp629-636>.

114. Mauricio J.M., Malamaki K.-N., Maza-Ortegaet J.M., Kryonidis G., Barragan-Villarejoal M., Gkavanoudis S.I. Short-term energy recovery control for virtual inertia provision by renewable energy sources // IEEE 30th International Symposium on Industrial Electronics. 2021. <https://doi.org/10.1109/ISIE45552.2021.9576213>.

115. Zhu Yuyan, Wang Huaiyuan, Zhu Zhenshan. Improved VSG control strategy based on the combined power generation system with hydrogen fuel cells and super capacitors // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 6820–6832. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.10.056>.

116. Fregelius M., Lundin U. Hardware implementation of a synthetic inertia system for grid stability // 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications. 2019. P. 186–190. <https://doi.org/10.1109/ICRERA47325.2019.8997097>.

117. Huiyu Miao, Chenyu Zhang, Mei Fei, Yun Yang, Jianyong Zheng. A novel control strategy for hybrid energy system in virtual synchronous generator // 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. 2018. P. 2244–2249. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2018.8398083>.

118. Shadabi H., Kamwa I. Enabling hybrid energy storage systems in VSC-based MTDC grids for decentralized fast

- frequency response control in low-inertia AC/DC systems // IET Generation, Transmission and Distribution. 2021. Vol. 16. P. 897–911. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12335>.
119. Jithin T., Rajeev T., Jithin S. Inertia control of hybrid AC/DC microgrid using supercapacitors // Second International Conference on Power, Control and Computing Technologies. 2022. <https://doi.org/10.1109/ICPC2T53885.2022.9776860>.
120. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Blaabjerg F. The role of power electronics in future low inertia power systems // IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition. 2018. <https://doi.org/10.1109/PEAC.2018.8590632>.
121. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators // IEEE Transactions on Power Electronics. 2018. Vol. 33. Iss. 4. P. 2820–2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
122. Chen Liang, Blaabjerg Frede. Virtual synchronous generator based on type-IV wind turbine with supercapacitor as storage // IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (Chengdu, 18–21 July 2021). Chengdu: IEEE, 2021. P. 1194–1200. <https://doi.org/10.1109/ICPSAsia52756.2021.9621445>.
123. Shi Mingming, Chen Hongfei, Zhang Chenyu, Mei Fei, Fang Jicheng, Huiyu Miao. A virtual synchronous generator system control method with battery SOC feedback // 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration. 2018. <https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582563>.
124. Zhang Ruiqi, Fang Jingyang, Tang Yi. Inertia emulation through supercapacitor energy storage systems // 10th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia. 2019. P. 1365–1370. <https://doi.org/10.23919/ICPE2019-ECCEAsia42246.2019.8796987>.
125. Grover H., Verma A., Bhatti T.S., Hossain M.J. Frequency regulation scheme based on virtual synchronous generator for an isolated microgrid // International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing. 2020. <https://doi.org/10.1109/PICC51425.2020.9362392>.
126. Nguyen Hong Viet Phuong, Van Tan Nguyen, Nguyen Binh Nam, Truong Thi Bich Thanh, Fanfei Lee, Le Quoc Cuong. Stability analysis of an islanded microgrid using supercapacitor-based virtual synchronous generator // 5th International Conference on Green Technology and Sustainable Development. 2020. P. 454–460. <https://doi.org/10.1109/GTSD50082.2020.9303070>.
127. Saraleb A.M., Khorsandi A., Hosseini Sh. Performance evaluation and determination of hybrid battery energy storage for optimal placement of virtual inertia in island microgrid // 26th International Electrical Power Distribution Conference. 2022. P. 49–53. <https://doi.org/10.1109/EPDC56235.2022.9817365>.
128. Krpan M., Kuzle I. Impact of ultracapacitor modelling on fast frequency control performance // International Conference on Smart Grids and Energy Systems. 2020. P. 326–331. <https://doi.org/10.1109/SGES51519.2020.00064>.
129. Jiang Qin, Zeng Xueyang, Li Baohong, Wang Shunliang, Liu Tianqi, Chen Zhe, et al. Time-sharing frequency coordinated control strategy for PMSG-based wind turbine // IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems. 2022. Vol. 12. Iss. 1. P. 268–278. <https://doi.org/10.1109/JETCAS.2022.3152796>.

References

1. Xu Xiwang, Sun Lu, An Ning, Li Fang, Su Lining, Qin Xiaohui. Simulation research of wind turbine frequency modulation based on different wind power penetration levels. In: *8th Renewable Power Generation Conference*. 2019;0435. <https://doi.org/10.1049/cp.2019.0435>.
2. Elistratov V.V. *Renewable energy*. St. Petersburg: Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University; 2016, 421 p. (In Russ.).
3. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Voropai N., Styczynski Z.A. Isolated power system in Russia: a chance for renewable energies? *Renewable Energy*. 2016;90:532-541. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.016>.
4. Voropai N.I., Gubko M.V., Kovalev S.P., Massel L.V., Novikov D.A., Raikov A.N., et al. Challenges for digital energy development in Russia. *Problemy upravleniya = Control Sciences*. 2019;1:2-14. (In Russ.). <https://doi.org/10.25728/pu.2019.1.1>.
5. Sabinin G.H. Theory and aerodynamic calculation of wind mills. In: *Proceedings of the Central Aerohydrodynamic Institute*. 1931;104:59-60. (In Russ.).
6. Fateev E.M. *Methodology for parameter determination of wind power calculations of wind mills*. Moscow: Academy of Sciences of the USSR; 1957, 87 p. (In Russ.).
7. Bezrukih P.P. Renewable energy efficiency. Myths and facts. *Tekhnologii, sredstva mekhanizatsii i energeticheskoe oborudovanie*. 2016;6:11-24. (In Russ.). EDN: WDLFHB.
8. Lyather V.M. Development of wind energy. *Malaya energetika = Energy Fresh*. 2006;1-2:23-38. (In Russ.). EDN: JVJUWX.
9. Gribkov S.V., Yudaev I.V., Rakitov S.A. Multi-module wind power plants in guaranteed power supply systems. *Tekhnika v sel'skom hozyajstve*. 2012;2:26-29. (In Russ.). EDN: XTRIPZ.
10. Martínez J.C., Gómez S.A., Rodríguez Amenedo J.L.R. Alonso-Martínez J. Analysis of the frequency response of wind turbines with virtual inertia control. In: *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*. 9–12 June 2020, Madrid. Madrid: IEEE; 2020, p. 9160718.

<https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160718>.

11. Kirpichnikova I.M., Martyanov A.S., Solomin E.V. Power conversion in the windmill. *Alt'ernativnaâ ènergetika i èkologiâ = Alternative Energy and Ecology*. 2010;1:93-97. (In Russ.).
12. He Ping, Wen Fushuan, Ledwich Gerard, Xue Yusheng. Investigation of the effects of various types of wind turbine generators on power-system stability. *Journal of Energy Engineering*. 2015;141(3):04014007. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000176](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000176).
13. Udalov S.N., Manusov V.Z. *Modeling and fuzzy logic-based control of wind power plants: monograph*. Novosibirsk: Novosibirsk State Technical University; 2013, 200 p. (In Russ.).
14. Dermentzoglou J.C., Karlis A.D. Development of linear models of static VAR compensators and design of controllers suitable for enhancing dynamic/transient performance of power systems including wind farms. *Electric power systems research*. 2011;81(4):922-929. (In Russ.). <https://doi.org/10.1016/j.epr.2010.11.021>.
15. McSwiggan D., Littler T. Analysis of fixed-speed wind farm low-frequency power pulsations using a wavelet-prony method. In: *IEEE PES General Meeting*. 2010. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5590058>.
16. Ekwue A., Nanka-Bruce O., Rao Jhansi, McCool D. Dynamic stability investigations of the fault ride through capabilities of a wind farm. *Paper ID*. 2008;99.
17. Saidi A.S., Chokri B. Effect of static and dynamic load model on dynamic stability of distribution network with fixed and variable speed wind farm: a bifurcation analysis. *International Review on Modelling and Simulations*. 2012;5(4):1690-1699.
18. Morren J., De Haan S.W.H. Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2005;20(2):435-441. <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.845526>.
19. Bialas H., Pawelek R., Wasiak I. A simulation model for providing analysis of wind farms frequency and voltage regulation services in an electrical power system. *Energies*. 2021;14(8):2250. <https://doi.org/10.3390/en14082250>.
20. Wang Yi, Meng Jianhui, Zhang Xiangyu, Xu Lie. Control of PMSG-based wind turbines for system inertial response and power oscillation damping. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2015;6(2):565-574. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2394363>.
21. Li Wendan, Liu Yutian. SVG supplementary damping control for the dynamic stability of wind farm. In: *China International Conference on Electricity Distribution*. 2014;340-343. <https://doi.org/10.1109/CICED.2014.6991724>.
22. Wu Ziping, Gao Wenzhong, Yang Daye, Shi Yan. Comprehensive modeling and analysis of permanent magnet synchronous generator-wind turbine system with enhanced low voltage ride through capability. In: *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 15–20 September, Raleigh, NC. Raleigh, NC: IEEE; 2012;2091-2098. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2012.6342554>.
23. Han Bing, Wang Yi, Li Heming, Zhang Xiangyu. Supplementary power control of PMSG-based wind farms for system dynamic stability. In: *International Conference on Electrical Machines and Systems*. 26-29 October 2013, Busan. Busan: IEEE; 2013, P. 291-295. <https://doi.org/10.1109/ICEMS.2013.6754469>.
24. Nagarajan S.T., Kumar N. Active power variation in wind farms by varying the number of wind turbine units. *International Journal of Sustainable Energy*. 2013;32(6):735-749. <https://doi.org/10.1080/14786451.2013.824876>.
25. Sun Jun, Sheng Lijian, Sun Yong, Zhou Zhenkai, Fu Rong. Stability simulation analysis of a hybrid wind-battery system. In: Zhang L., Song X., Wu Y. (eds.). *Communications in Computer and Information Science*. Singapore: Springer; 2016, vol. 645, p. 154-163. https://doi.org/10.1007/978-981-10-2669-0_17.
26. Son Dae-Hee, Ali M., Kang Sang-Hee, Heo Jae-Haeng, Nam Soon-Ryul. A method for increasing the operating limit capacity of wind farms using battery energy storage systems with rate of change of frequency. *Energies*. 2018;11(4):758. <https://doi.org/10.3390/en11040758>.
27. Shazon Md.N.H., Masood N., Ahmed H.M., Deeba S.R., Hossain E. Exploring the utilization of energy storage systems for frequency response adequacy of a low inertia power grid // *IEEE Access*. 2021;9: 129933-129950. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3114216>.
28. Karamov D.N. Mathematical modeling of an autonomous power supply system using renewable energy sources. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;9: 133-140. (In Russ.).
29. Karamov D.N. Structural optimization of a stand-alone power supply system using renewable energy sources. In: *Collected works of young scientists for the 55th anniversary of Melentiev Energy Systems Institute SB RAS*. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the RAS, 2015, vol. 45. p. 84-89. (In Russ.).
30. Popel' O.S. Stand-alone power plants using renewable energy. *Energoberezhenie*. 2006;3:21-30. (In Russ.).
31. Udalov S.N., Achitaev A.A. *Automatic control of wind turbines with magnetic reduction of generator and turbine speeds: monograph*. Sayanogorsk: Sayano-Shushensky Branch of the Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Professional Education "Siberian Federal University"; 2021, 220 p. (In Russ.). EDN: WCRGMM.
32. Udalov S.N., Achitaev A.A., Pristup A.G., Bochenkov B.M., Pankratz Yu., Tarbill R.D. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission. *Wind Engineering*. 2018;42(5):411-435. <https://doi.org/10.1177/0309524X18780404>.
33. Udalov S.N., Achitaev A.A., Pristup A.G., Bochenkov B.M. Increase of dynamic stability stoke of autonomous energy system based on wind energy installations under sudden load change. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*.

Inzhiniring georesurov = Tomsk Polytechnic University. *Geo Assets Engineering*. 2016;327(8):89-98. (In Russ.).

34. Udalov S.N., Pristup A.G., Achitayev A.A. Research of magnetic transmission with variable gear ratio in a wind-driven generator for improving dynamic stability stroke. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov = Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2015;326(10):123-134. (In Russ.).

35. Vithanage V. A review on multi-agent system based energy management systems for micro grids. *AIMS Energy*. 2019;7(6):924-943.

36. Zhong Weilin, Murad M.A.A., Liu Muyang, Milano F. Impact of virtual power plants on power system short-term transient response. *Electric Power Systems Research*. 2020;189:106609. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106609>.

37. Ismoilov S.T., Trufakin S.S., Fishov A.G. Multi-agent voltage control in electrical networks with distributed generation and active consumers. *Sovremennye napravleniya razvitiya sistem relejnoj zashchity i avtomatiki energosistem: trudy IV Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii = Modern development trends of power system relay protection and automation systems: proceedings of the 4th International scientific-practical conference 3–7 June 2013, Ekaterinburg*. Ekaterinburg: Rossijskij nacional'nyj komitet SIGRE; 2013, p. 99-100. (In Russ.).

38. McArthur S., Davidson E.M., Catterson V.M., Dimeas A., Hatziairgiou N.D., Ponci F, et al. Multi-agent systems for power engineering applications - part 2: technologies, standards and tools for building multi-agent systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007;22(4):1743-1752. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908471>.

39. Saleem A., Lind M., Veloso M.M. Multiagent based protection and control in decentralized electric power systems. In: *9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems AAMAS*. 2010;83-89.

40. Solanki J., Khushalani Solanki S., Schulz N. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators. *Integrated Computer-Aided Engineering*. 2010;17(4):331-346. <https://doi.org/10.3233/ICA-2010-0351>.

41. Solanki J., Khushalani Solanki S., Schulz N. A multi-agent solution to distribution systems restoration. *IEEE transactions on Power Systems*. 2007;22(3):1026-1034. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901280>.

42. Kumar A., Tiwari L., Somwanshi D. Design architecture and optimization of multi agent based smart grid. In: *IEEMA Engineer Infinite Conference*. 2018. <https://doi.org/10.1109/ETECHNXT.2018.8385289>.

43. Ju Liwei, Zhang Qi, Tan Zhongfu, Wang Wei, Xin He, Zhang Zehao. Multi-agent-system-based coupling control optimization model for micro-grid group intelligent scheduling considering autonomy-cooperative operation strategy. *Energy*. 2018;157(2):1035-1052. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.097>.

44. Divényi D., Dán A.M. Agent-based modeling of distributed generation in power system control. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2013;4(4):886-893. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2253811>.

45. Gao Yang, Ai Qian. Distributed multi-agent control for combined AC/DC grids with wind power plant clusters. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018;12(3):670-677. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0689>.

46. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. A multi-agent control system of distributed generation plants. In: *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076128>.

47. Vorobev P, Huang Po-Hsu, Hosani M., Kirtley J.L., Turitsyn K. High-fidelity model order reduction for microgrids stability assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017;33(1):874-887. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2707400>.

48. Chen Min-Rong, Zeng Guo-Qiang, Dai Yu-Xing, Lu Kang-Di. Fractional-order model predictive frequency control of an islanded microgrid. *Energies*. 2018;12(1):84. <https://doi.org/10.3390/en12010084>.

49. Sahoo A.K., Abhitharan K.P., Kalaivani A., Karthik T.J. Feasibility study of microgrid installation in an educational institution with grid uncertainty. In: *4th International Conference on Eco-friendly Computing and Communication Systems*. 2015;70:550-557. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.10.099>.

50. Boemer J.C., Gibescu M., Kling W.L. Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: an overview. In: *IEEE Bucharest PowerTech*. 2009. <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5282177>.

51. Derrouazin A., Mekakia-Maaza N., Taleb R., Nacef M., Aillerie M. Low cost hybrid energiss smart management system applied for micro-grids. *Energy Procedia*. 2014;50:729-737.

52. Yakine K.E.N., Menaa M., Hasni M., Boudour M. A novel optimal frequency control strategy for an isolated wind–diesel hybrid system with energy storage devices. *Wind Engineering*. 2016;40(6):497-517. <https://doi.org/10.1177/0309524X16671091>.

53. Muljadi E., McKenna H.E. Power quality issues in a hybrid power system. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2001;2(3):803-809. <https://doi.org/10.1109/TIA.2002.1003433>.

54. Zhang Yang, Lundblad A., Campana P.E. Benavente F., Yan Jinyue. Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: a case study in Sweden. *Energy Conversion and Management*. 2017;133:249-263.

55. Muljadi E., Butterfield C. Yinger R., Romanowitz H. Energy storage and reactive power compensator in a large wind farm. In: *AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. 2004;114-123. <https://doi.org/10.2514/6.2004-352>.

56. Vernet A., Khayesi J.N., George V., George G., Bahaj A.S. How does energy matter? Rural electrification, entrepreneurship, and community development in Kenya. *Energy Policy*. 2019;126:88-98.

57. Arulampalam A., Barnes M., Engler A., et al. Control of power electronic interfaces in distributed generation microgrids. *International Journal of Electronics*. 2004;91(9):503-523. <https://doi.org/10.1080/00207210412331289023>.

58. Katiraei F., Iravani M.R., Lehn P.W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005;20(1):248-257. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.835051>.

59. Van Ackooij W., De Boeck J., Detienne B., Pan S., Poss M. Optimizing power generation in the presence of micro-grids.

- European Journal of Operational Research*. 2018;271(2):450-461. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.05.042>.
60. Lin Haiyang, Wang Qinxing, Wang Yu, Yiling Liu, Huang Nianzhi, Wennersten R., et al. A multi-agent based optimization architecture for energy hub operation. *Energy Procedia*. 2017;142:2158-2164. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.621>.
 61. Ormandjieva O., Bentahar J., Huang Jinzi, Kuang Heng. Modelling multi-agent systems with category theory. *Procedia Computer Science*. 2015;52(1):538-545. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.05.031>.
 62. González-Pardo A, Varona P, Camacho D, et al. Communication by identity discrimination in bio-inspired multi-agent systems. *Concurrency and Computation Practice and Experience*. 2012;24(6):589-603. <https://doi.org/10.1002/cpe.1866>.
 63. Mehta R., Radhakrishnan B. M., Srinivasan D., Panda S.K., Rathore A.K. Market based multi-agent control of microgrid. In: *IEEE Ninth International Conference on Intelligent Sensors, Sensor Networks and Information Processing*. 2014. <https://doi.org/10.1109/ISSNIP.2014.6827704>.
 64. Colson C.M., Nehrir M.H. A review of challenges to real-time power management of microgrids. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2009. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275343>.
 65. Guo Ge, Ding Lei, Han Qing-Long. A distributed event-triggered transmission strategy for sampled-data consensus of multi-agent systems. *Automatica*. 2014;50(5):1489-1496. <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2014.03.017>.
 66. Li Hongjie, Ming Chen, Shen Shigen, Wong W.K. Event-triggered control for multi-agent systems with randomly occurring nonlinear dynamics and time-varying delay. *Journal of the Franklin Institute*. 2014;351(5):2582-2599.
 67. Wang Lingfeng, Wang Zhu, Yang Rui. Intelligent multiagent control system for energy and comfort management in smart and sustainable buildings. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2012;3(2):605-617. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2178044>.
 68. Funabashi T., Fujita G., Koyanagi K., Yokoyama R. Field tests of a microgrid control system. In: *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*. 2006. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2006.367750>.
 69. Yousef H., Al-Badi A.H., Polycarpou A. Power management for hybrid distributed generation systems. *International Journal of Sustainable Engineering*. 2009;11(1):1-10. <https://doi.org/10.1080/19397038.2017.1387825>.
 70. Kim Hak-Man, Kinoshita T. Multiagent system for Microgrid operation based on power market environment. In: *31st International Telecommunications Energy Conference*. 2009. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2009.5351771>.
 71. Yuqin Xu, Li Zhang, Zengping Wang. Research on service restoration for large area blackout of distribution system with distributed generators. In: *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. 2009. <https://doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5347908>.
 72. Li X.D., Xu Y.Q., Zhang L. Distribution service restoration with DGs based on multi-agent immune algorithm. In: *2nd International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System*. 2009. <https://doi.org/10.1109/PEITS.2009.5407060>.
 73. Yavuz L., Onen A., Mueen S., Innocent K. Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review. *IET Generation, Transmission and Distribution*. 2019;13(11). <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5649>.
 74. Chen Junru, Liu Muyang, Milano F. Aggregated model of virtual power plants for frequency and voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2021;36(5):4366-4375. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3063280>.
 75. Marecek J., Roubalik M., Ghosh R., Shorten R.N., Wirth F.R. Predictability and fairness in load aggregation and operations of virtual power plants. *Automatica*. 2023;147:110743. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2110.03001>.
 76. Moutis P., Georgilakis P.S., Hatzigiorgiou N.D. Voltage regulation support along a distribution line by a virtual power plant based on a center of mass load modeling. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018;9(4):3029-3038.
 77. Zhong Weilin, Chen Junru, Liu Muyang, Murad M.A.A., Milano F. Coordinated control of virtual power plants to improve power system short-term dynamics. *Energies*. 2021;14(4):1182. <https://doi.org/10.3390/en14041182>.
 78. Xin Huanhai, Gan Deqiang, Li Naihu, Li Huijie, Dai Chensong. Virtual power plant-based distributed control strategy for multiple distributed generators. *IET Control Theory & Applications*. 2013;7(1):90-98. <https://doi.org/10.1049/iet-cta.2012.0141>.
 79. Häberle V., Fisher M.W., Araujo E.P., Dorfler F. Control design of dynamic virtual power plants: an adaptive divide-and-conquer approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2021;37(5):4040-4053. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3139775>.
 80. Björk J., Johansson K.H., Dorfler F. Dynamic virtual power plant design for fast frequency reserves: coordinating hydro and wind. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*. 2022;10(3):1266-1278. <https://doi.org/10.1109/TCNS.2022.3181553>.
 81. Tan Zhenfei, Zhong Haiwang, Xia Qing, Kang Chongqing, Wang Xuanyuan Sharon, Tang Honghai. Estimating the robust P-Q capability of a technical virtual power plant under uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020;35(6):4285-4296. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2988069>.
 82. Ahangar R.A., Sheykholeslam A. Bulk virtual power plant, a novel concept for improving frequency control and stability in presence of large scale RES. *International Journal of Mechatronics, Electrical and Computer Technology*. 2014;4(10):1017-1044.
 83. Zhong Weilin, Tzounas G., Liu Muyang, Milano F. On-line inertia estimation of virtual power plants. In: *22nd Power Systems Computation Conference*. 2022;212(2):108336. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2022.108336>.
 84. Li Pengfei, Hu Weihao, Hu Rui, Huang Qi, Yao Jun, Chen Zhe. Strategy for wind power plant contribution to frequency control under variable wind speed. *Renewable Energy*. 2019;130:1226-1236. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.046>.
 85. Melhem B.M., Zhou Yakun, Liu Steven. Frequency support and stability analysis for an integrated power system with wind farms. In: *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2018. <https://doi.org/10.1109/IECON.2018.8592707>.

86. Boyle J., Littler T., Muyeen S.M., Foley A.M. An alternative frequency-droop scheme for wind turbines that provide primary frequency regulation via rotor speed control. *Electrical Power and Energy Systems*. 2021;133(1):107219. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107219>.
87. Gomez L.A.G., Lourenço L.F.N., Salles M.B.C., Grilo A.P., Sguarezi A.J. Frequency support of grid connected wind turbine based-DFIG. In: *International Conference on Clean Electrical Power*. 2019. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2019.8890110>.
88. Nadour M., Essadki A., Nasser T. Coordinated control using backstepping of DFIG-based wind turbine for frequency regulation in high wind energy penetrated system. *Hindawi, Mathematical Problems in Engineering*. 2020;3:8287949. <https://doi.org/10.1155/2020/8287949>.
89. Lyu Xue, Jia Youwei, Dong Zhaoyang. Adaptive frequency responsive control for wind farm considering wake interaction. *Journal of modern power systems and clean energy*. 2021;9(5):1066-1075. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2020.000237>.
90. Singh N., De Kooning J.D.M., Vandevelde L. Dynamic wake analysis of a wind turbine providing frequency support services. *IET Renewable Power Generation*. 2022. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12455>.
91. Xi Jiangbei, Geng Hua, He Xiuqiang. Adaptive VSG control scheme for large scale wind farms to improve frequency response characteristics. In: *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. 2019. <https://doi.org/10.1109/IAS.2019.8912376>.
92. Abazari A., Monsef H., Wu Bin. Load frequency control by de-loaded wind farm using the optimal fuzzy-based PID droop controller. *IET Renewable Power Generation*. 2019;13(1):180-190. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5392>.
93. Becker H., Valois-Rodriguez M.F., Holicki L., Malekian K., Gartmann P. Evaluation of wind power plants' control capabilities to provide primary frequency support during system restoration. In: *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*. 2021. <https://doi.org/10.1109/SEST50973.2021.9543369>.
94. Junkai Huang, Zhifang Yang, Juan Yu, Juelin Liu, Ning Guo. Parameter design of DFIG-based controller for frequency stability improvement. In: *5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering*. 2020. <https://doi.org/10.1109/ACPEE48638.2020.9136320>.
95. Morovati S., Pulgar H. Control coordination between DFIG-based wind turbines and synchronous generators for optimal primary frequency response. *52nd North American Power Symposium*. 2020.
96. Zhang Liusheng, Xie Zhen, Chang Yuyang, Zhu Hong. Virtual inertia adaptive control strategy for DFIG wind turbines based on exponential function. In: *15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*. 9–13 November, Kristiansand. Kristiansand: IEEE; 2020, p. 407-411. <https://doi.org/10.1109/ICIEA48937.2020.9248341>.
97. Yakout A.H., Kotb H., Sabry W. Power system stability improvement by employing strong action controller acting as virtual inertia controller. In: *22nd International Middle East Power Systems Conference*. 2021;562-568. <https://doi.org/10.1109/MEPCON50283.2021.9686209>.
98. Li Jianwei, Yang Qingqing, Yao Pengfei, Sun Qixing, Zhang Zhenyu, Zhang Min, et al. A novel use of the hybrid energy storage system for primary frequency control in a microgrid. *Energy Procedia*. 2016;103:82-87. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.253>.
99. Chen Xiaobin, Liu Hui, Su Jinshuo, Qin Risheng. The control strategy of energy storage system for primary frequency regulation and wind power ramp control. In: *5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering*. 2020;652-656. <https://doi.org/10.1109/ACPEE48638.2020.9136416>.
100. Guo Qiang, Huang Congzhi, Xue Zhiwei, Yin Yue, Liang Weifeng, Sheng Xinxin. Research on energy storage system participation in primary frequency regulation of large-scale wind turbines. In: *1st International Conference on Industrial Artificial Intelligence*. 2019. <https://doi.org/10.1109/ICIAI.2019.8850837>.
101. Martínez-Lucas G., Sarasúa J.I., Pérez-Díaz Ju.I., Martínez S., Ochoa D. Analysis of the implementation of the primary and/or inertial frequency control in variable speed wind turbines in an isolated power system with high renewable penetration. *Case Study: El Hierro Power System. Electronics*. 2020;9(6):901. <https://doi.org/10.3390/electronics9060901>.
102. Wang Zizhao, Shi Linjun, Feng, Peng Yan, Lou Bailiang, Lee Kwang Y. Coordinated droop and virtual inertia control of wind farm for frequency regulation. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2020. <https://doi.org/10.1109/PES-GM41954.2020.9281722>.
103. Ochoa-Correa D., Martinez S. Analytical approach to understanding the effects of implementing fast-frequency response by wind turbines on the short-term operation of power systems. *Energies*. 2021;14(12):3660. <https://doi.org/10.3390/en14123660>.
104. Zhang Tianhai, Shu Jianjun, Wang Jingbo, Tang Keyi, Liu Nana. Adaptive virtual inertial control of wind turbine generators considering wind speed and load variation. In: *12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2020. <https://doi.org/10.1109/appeec48164.2020.9220484>.
105. Xiao Qi, Madonski R., Congzhi Huang, Yiming Ke. Tracking-differentiator-based dynamic virtual inertial control of offshore wind power plant for frequency regulation. *Electrical Power and Energy Systems*. 2022;141(106767):108150. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108150>.
106. Krpan M., Kuzle I. Dynamic characteristics of virtual inertial response provision by DFIG-based wind turbines. *Electric Power Systems Research*. 2020;178:106005. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106005>.
107. Bastiani B.A., De Oliveira R.V. Adaptive MPPT control applied to virtual synchronous generator to extend the inertial response of type-4 wind turbine generators. *Sustainable Energy Grids and Networks*. 2021;27:100504. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100504>.

108. Zhong Cheng, Lv Yueming, Zhou Yang, Li Huayi. An equivalent rotor speed compensation control of PMSG-based wind turbines for frequency support in islanded microgrids. *Frontiers in Energy Research*. 2021;9:717327. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.717327>.
109. Zhu Ying, Liu Sheng, Wang Wei. Comprehensive coordinated control strategy of PMSG-based wind turbine for system inertia support. *IET Renewable Power Generation*. 2021;15:1915-1926. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12115>.
110. Yang Li, Hu Zhijian, Xie Shiwei, Kong Shunfei, Lin Weiwei. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster. *Electric Power Systems Research*. 2019;173(3053):71-85. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.011>.
111. Zeng Xueyang, Li Xiaopeng, Wang Shunliang, Liu Tianqi, Zhang Chun, Zhang Huajie. Virtual inertia control and short-term primary control for PMSG-based wind turbine using supercapacitor. In: *4th International Conference on HVDC*. 2020;191-196. <https://doi.org/10.1109/HVDC50696.2020.9292799>.
112. Hasan N.S., Rosmin N., Nordin N.M., Hassan M.Yu. Virtual inertial support extraction using a super-capacitor for a wind-PMSG application. *IET Renewable Power Generation*. 2019;13(10):1802-1808. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5655>.
113. Hasan N.S., Rosmin N., Nordin N.J.M., Mustaamal A.H., Husin S.M., Aripriharta A., et al. Virtual inertia support for wind turbine system. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. 2020;17(2):629-636. <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v17.i2.pp629-636>.
114. Mauricio J.M., Malamaki K.-N., Maza-Ortegaet J.M., Kryonidis G., Barragan-Villarejoal M., Gkavanoudis S.I. Short-term energy recovery control for virtual inertia provision by renewable energy sources. In: *IEEE 30th International Symposium on Industrial Electronics*. 2021. <https://doi.org/10.1109/ISIE45552.2021.9576213>.
115. Zhu Yuyan, Wang Huaiyuan, Zhu Zhenshan. Improved VSG control strategy based on the combined power generation system with hydrogen fuel cells and super capacitors. *Energy Reports*. 2021;7:6820-6832. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.10.056>.
116. Fregelius M., Lundin U. Hardware implementation of a synthetic inertia system for grid stability. In: *8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*. 2019;186-190. <https://doi.org/10.1109/ICRERA47325.2019.8997097>.
117. Huiyu Miao, Chenyu Zhang, Mei Fei, Yun Yang, Jianyong Zheng. A novel control strategy for hybrid energy system in virtual synchronous generator. In: *13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*. 2018;2244-2249. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2018.8398083>.
118. Shadabi H., Kamwa I. Enabling hybrid energy storage systems in VSC-based MTDC grids for decentralized fast frequency response control in low-inertia AC/DC systems. *IET Generation, Transmission and Distribution*. 2021;16:897-911. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12335>.
119. Jithin T., Rajeev T., Jithin S. Inertia control of hybrid AC/DC microgrid using supercapacitors. In: *Second International Conference on Power, Control and Computing Technologies*. 2022. <https://doi.org/10.1109/ICPC2T53885.2022.9776860>.
120. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Blaabjerg F. The role of power electronics in future low inertia power systems. In: *IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition*. 2018. <https://doi.org/10.1109/PEAC.2018.8590632>.
121. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2018;33(4):2820-2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
122. Chen Liang, Blaabjerg Frede. Virtual synchronous generator based on type-IV wind turbine with supercapacitor as storage. In: *IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia*. 18–21 July 2021, Chengdu. Chengdu: IEEE; 2021, p. 1194-1200. <https://doi.org/10.1109/ICPSAsia52756.2021.9621445>.
123. Shi Mingming, Chen Hongfei, Zhang Chenyu, Mei Fei, Fang Jicheng, Huiyu Miao. A virtual synchronous generator system control method with battery SOC feedback. In: *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration*. 2018. <https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582563>.
124. Zhang Ruiqi, Fang Jingyang, Tang Yi. Inertia emulation through supercapacitor energy storage systems. In: *10th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia*. 2019;1365-1370. <https://doi.org/10.23919/ICPE2019-ECCEAsia42246.2019.8796987>.
125. Grover H., Verma A., Bhatti T.S., Hossain M.J. Frequency regulation scheme based on virtual synchronous generator for an isolated microgrid. In: *International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing*. 2020. <https://doi.org/10.1109/PICC51425.2020.9362392>.
126. Nguyen Hong Viet Phuong, Van Tan Nguyen, Nguyen Binh Nam, Truong Thi Bich Thanh, Fanfei Lee, Le Quoc Cuong. Stability analysis of an islanded microgrid using supercapacitor-based virtual synchronous generator. In: *5th International Conference on Green Technology and Sustainable Development*. 2020;454-460. <https://doi.org/10.1109/GTSD50082.2020.9303070>.
127. Sarableh A.M., Khorsandi A., Hosseini Sh. Performance evaluation and determination of hybrid battery energy storage for optimal placement of virtual inertia in island microgrid. In: *26th International Electrical Power Distribution Conference*. 2022;49-53. <https://doi.org/10.1109/EPDC56235.2022.9817365>.
128. Krpan M., Kuzle I. Impact of ultracapacitor modelling on fast frequency control performance. In: *International Conference on Smart Grids and Energy Systems*. 2020;326-331. <https://doi.org/10.1109/SGES51519.2020.00064>.
129. Jiang Qin, Zeng Xueyang, Li Baohong, Wang Shunliang, Liu Tianqi, Chen Zhe, et al. Time-sharing frequency coordinat-

ed control strategy for PMSG-based wind turbine. *EEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*. 2022;12(1):268-278. <https://doi.org/10.1109/JETCAS.2022.3152796>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Астапов Вячеслав Юрьевич,
аспирант,
отдел электроэнергетических систем
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия
✉ ast.slava@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0003-5048-2394>

Вклад автора

Автор выполнил аналитическую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 04.05.2023 г.;
одобрена после рецензирования 05.07.2023 г.;
принята к публикации 10.09.2023 г.

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Vyacheslav Yu. Astapov,
Postgraduate Student,
Department of Electric Power Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia
✉ ast.slava@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0003-5048-2394>

Contribution of the author

The author performed a comprehensive analysis, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

Conflict of interests

The author declare no conflicts of interests.

The final manuscript has been read and approved by author.

Information about the article

The article was submitted 04.05.2023;
approved after reviewing 05.07.2023;
accepted for publication 10.09.2023.