

Исследование средств повышения ветроэнергетических установок режимами



Темой совместного заседания секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределённые энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике, состоявшегося в марте с.г., стало «Исследование средств повышения регулировочной способности ветроэнергетических установок с целью их участия в управлении режимами электрической сети».

В работе приняли участие представители НП «НТС ЕЭС», ПАО «Россети ФСК ЕЭС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ФГБУН «ИНЭИ РАН», ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ», ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, ФГАОУ ВО «УрФУ», ГБОУ ВО «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет», ФГБОУ ВО «Нижегородский ГТУ им. Р.Е. Алексеева», Комитет ВИЭ РосСНИО, ООО «Интеллэнергия», ООО «РТСофт-СГ», ООО НПП «ЭКРА».

Со вступительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределённые энергетические ресурсы», руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределённой энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН», д.т.н. **П. В. Илюшин**.

Он отметил, что во всём мире в последние годы наблюдается снижение объёмов использования невозобновляемых источников энергии (каменный уголь, торф, нефть, природный газ и др.), а также массовый ввод в эксплуатацию электростанций на основе ВИЭ. Основные объёмы вводов новых генерирующих мощностей приходится на ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС) с целью минимизации выбросов парниковых газов.

Строительство ВИЭ в России осуществляется в основном через механизм заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ), обеспечивающий инвесторам гарантированный возврат инвестиций с высокой доходностью за счёт специальной надбавки к цене на мощность для покупателей оптового рынка электроэнергии и мощности. По результатам реализации программы ДПМ ВИЭ 1.0 до конца 2024 г. в России должны быть введены в эксплуатацию ВЭС и СЭС суммарной установленной мощностью 5,28 ГВт. При этом

в ЕЭС России доля ВИЭ составит около 2% от суммарной установленной мощности генерирующего оборудования (в некоторых энергосистемах — 15%), и около 0,8% от общего объёма выработки электроэнергии. Программой ДПМ ВИЭ 2.0 на 2025–2035 гг., первые торги по которой состоялись в 2021 г., запланировано ввести в эксплуатацию около 6,7 ГВт на ВЭС и СЭС.

Основная часть ВЭС и СЭС, за исключением крупных ветропарков и солнечных парков, присоединяются к распределительным сетям среднего 6–35 кВ (мощностью до 1–10 МВт на одну цепь) и высокого 110–220 кВ (мощностью до 15–100 МВт на одну цепь) напряжения.

Особенностью России является наличие большого количества удалённых энергорайонов на Крайнем Севере и Дальнем Востоке страны с малыми объёмами электропотребления. Эти энергорайоны работают в изолированном режиме, так как строительство протяжённых линий электропередачи (ЛЭП) экономически нецелесообразно. Строительство ВЭС и СЭС в этих энергорайонах позволяет снизить затраты на дизельное топливо и его доставку, а также повысить энергоэффективность систем электроснабжения потребителей.

Применяемые ветроэнергетические установки на ВЭС имеют свои технологические особенности, которые могут приводить к их массовым отключениям при внешних аварийных возмущениях, с возникновением в энергосистеме больших дефицитов активной мощности. В этих условиях возможны большие набросы активной мощности на генерирующие установки традиционных электростанций, ЛЭП, в том числе входящих в сечения региональных энергосистем, силовые трансформаторы и системы накопления электроэнергии (при наличии). Следовательно, рассматриваемая

регулирующей способности с целью их участия в управлении электрической сети

на сегодняшнем совместном заседании секций тема является крайне актуальной.

С докладом «Исследование средств повышения регулирующей способности ветроэнергетических установок с целью их участия в управлении режимами электрической сети» выступил заведующий кафедрой ГГЭСиЭС Саяно-Шушенского филиала ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» к.т.н. **А.А. Ачитаев**.

В основных положениях его доклада изложено следующее.

1. В настоящее время применение решений по организации управляемой инерции электроэнергетических систем (ЭЭС) становится всё более и более актуальной задачей. Это связано с тем, что в ЭЭС России и в мире появляется генерация, имеющая сопряжение с преобразователем частоты. Например, 28 сентября 2016 г. в Южной Австралии произошло масштабное отключение электроэнергии вследствие снижения частоты со скоростью 6 Гц/с. Причиной данной аварии стала низкая инерция генерирующего оборудования на основе ВИЭ, в структуре которого применяются ведомые сетью преобразователи частоты. Широкое внедрение генерирующего оборудования на основе ВИЭ в ЭЭС является одним из главных факторов, приводящих к снижению величины эквивалентной инерции в них. К такому оборудованию, помимо ветроэнергетических установок (ВЭУ), относятся фотоэлектрические системы.

2. Анализ научных исследований, изложенных в публикациях из наукометрических баз данных Scopus, Web of Science и РИНЦ, показывает, что количество релевантных материалов относительно применения управляемой инерции с начала двадцать первого века увеличилось. Анализ литературных источников позволяет сделать вывод, что развитие распределённой генерации, в том числе на основе ВИЭ, невозможно без усовершенствования средств, позволяющих повысить запас регулирующей способности каждого источника, особенно при глубоких провалах напряжения в сети, и, как следствие, запас динамической устойчивости ЭЭС. Инерционность ЭЭС возможно повысить за счёт создания так называемой «виртуальной инерции» при использовании специальных за-

конов управления выпрямительно-инверторными блоками.

Анализ зарубежных источников выявил большое число исследований в области разработки алгоритмов статической инерции, связанных с разгрузкой турбины ВЭУ. До недавнего времени считалось, что статическая «виртуальная инерция» представляет собой отдельную постоянную, которая не изменяется во времени. Она определяется аэродинамической разгрузкой и законами автоматического регулирования турбины ВЭУ. В настоящее время стали выделять динамическую «виртуальную инерцию» инверторов ВЭУ. Постоянная времени механической инерции определяется отношением кинетической энергии ротора к номинальной мощности ВЭУ. Управление «виртуальной инерцией» относится к временному изменению скорости вращения ротора ВЭУ для высвобождения/поглощения части кинетической энергии, накопленной во вращающемся теле турбины на короткое время, для быстрого отклика в переходных процессах по частоте.

3. Статическая «виртуальная инерция» даёт существенный эффект в части поддержания напряжения в переходных процессах, однако в нормальном режиме имеет недостаток, связанный со снижением эффективности выдачи активной мощности ВЭУ. Применение систем с динамической «виртуальной инерцией» имеет существенный недостаток при работе контура поддержания напряжения в переходных процессах. При этом в установившемся режиме повышается эффективность выдачи активной мощности ВЭУ с переменной частотой вращения турбины. Описаний алгоритмов автоматического управления, реализующих «гибридную виртуальную инерцию», в литературе не встречается. В отдельных исследованиях показано, что формирование «виртуальной инерции» ВЭУ в виде соответствующих передаточных функций, работающих как в статическом, так и в динамическом режимах, позволяет улучшить качество регулирования напряжения в переходных процессах в ЭЭС и повысить эффективность выдачи мощности в установившемся режиме.

4. Представлены результаты разработки математической модели ВЭУ с многополюсным синхронным

генератором с постоянными магнитами, который позволяет подключаться к ЭЭС через ведомый инвертор. Разработанная математическая модель позволяет проводить анализ влияния изменений режимных параметров прилегающей к ВЭС электрической сети на стороне 110 кВ на режимные параметры работы ВЭУ четвёртого типа.

5. Для совершенствования ВЭУ четвёртого типа предложена компоновка, содержащая электромагнитный корректор. Для приведения электродинамической системы турбина — корректор — генератор — линия электропередачи — шины бесконечной мощности (ШБМ), при моделировании её устойчивости, к системе турбина — генератор — линия электропередачи — ШБМ, введено понятие эквивалентного угла ротора генератора, которое представляет собой сумму углов ротора генератора и его корректировку за счёт динамической связи ротора генератора и турбины. Данную корректировку предложено называть приведённым углом дополнительного рассогласования, который определяется разностью угла быстроходного звена, умноженного на число пар его полюсов со стороны генератора электромагнитного корректора и угла тихоходного звена, умноженного на число ферромагнитных сегментов его корректора со стороны турбины. Формирование угла рассогласования вызвано действием корректора, формирующего добавочный момент на валу генератора.

6. В результате проведённых исследований получено математическое описание, позволяющее анализировать динамические процессы электромагнитной коррекции. Методом численного моделирования были получены основные характеристики электромагнитной коррекции ВЭУ четвёртого типа, работающей в изолированной ЭЭС. Анализ расчёта механической характеристики позволяет сделать вывод о взаимосвязи между геометрией магнитной трансмиссии, скоростью вращения ротора и передаточным отношением. Линейный характер связи передаточного отношения и скорости вращения ротора говорит о широком изменении скоростей тихоходного и быстроходного валов в пределах заданной мощности звена управления корректором. Взаимосвязь между максимальным крутящим моментом на быстроходном валу и геометрическими параметрами машины позволяют сделать вывод о возможности разработки методики проектирования магнитной трансмиссии с переменным передаточным отношением, с учётом конкретных технических требований.

7. Определено условие внутренней устойчивости электромагнитного корректора, которое состоит в стабилизации угла дополнительного рассогласования между роторами генератора и турбины. Путём лине-

аризации механической характеристики электромагнитного корректора определены допустимые диапазоны изменения механического момента.

8. Приведены численные результаты сформированных математических моделей и расчётов в программно-аппаратном комплексе RTDS. Также экспериментально доказано, что приведённый угол рассогласования можно измерять косвенным способом, путём измерения скоростей вращения турбины и генератора, а регулирование этого угла позволяет стабилизировать частоту вращения генератора изменением добавочного момента на валу генератора.

9. Доказано, что необходимым условием обеспечения устойчивости изолированной ЭЭС является возможность управления жёсткостью управляемой гибкой связи турбина — генератор, которая формируется с помощью изменения приведённого угла дополнительного рассогласования в процессе регулирования скорости вращения генератора.

10. Сформулирована концепция комплексного управления скоростью вращения генератора на быстроходной стороне электромагнитного корректора и на тихоходной стороне турбины с использованием управления добавочным моментом электромагнитного корректора и углом атаки турбины ВЭУ. Это позволяет обеспечивать быстроедействие регулирования скорости генератора при минимальной мощности управления электромагнитным корректором в переходных электромеханических процессах в изолированной ЭЭС.

В обсуждении доклада и прениях активное участие приняли представители обеих секций — НТС и РАН.

Председатель комитета ВИЭ РосСНИО, академик РИА, д.т.н. **П. П. Безруких** отметил, что в работе представлена возможность использования ВЭУ для поддержания частоты в изолированной ЭЭС. Он обратил внимание на факт преимущественного снижения мощности в изолированной ЭЭС.

Отметил, что на данном этапе исследования рассматривается возможность реализации законов управления в инверторах с программированием выбранных законов управления для реализации принципа искусственной инерции с возможностью участия ВЭУ в регулировании частоты в ЭЭС.

Высказал мнение, что для каждой ВЭУ в составе ветропарка необходимо моделировать изменение скорости ветра отдельно, так как быстрое изменение скорости ветра приводит к быстрому синхронному изменению выдаваемой мощности. Также подчеркнул, что ВЭУ способна участвовать в регулировании режимов ЭЭС исключительно за счёт снижения мощности.

Профессор кафедры «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии» ФГБОУ ВО «НИУ

МЭИ», д.т.н. **М.Г. Тягунов** заметил, что при анализе динамических характеристик, описываемых в соответствующих законах автоматического регулирования, учитывалось постоянное значение скорости ветра на входе.

Экспериментальные исследования проводились на физическом образце и на математической модели в программно-аппаратном комплексе RTDS. Аналогичные исследования по использованию магнитной редукации проводились в НИУ «МЭИ».

Профессор Тягунов высказал мнение о перспективной возможности использования ВЭУ в качестве источников гарантированной мощности, с помощью которых возможно управлять режимами работы ЭЭС.

Главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСК ЭЭС», д.т.н., профессор **В.Э. Воротницкий** отметил наличие в докладе достаточно большого числа специфичных терминов и определений, которые необходимо формализовать.

Высказал мнение о необходимости количественной оценки величины повышения регулировочной способности, заключающейся в возможности регулирования параметров инверторов для управления режимами ЭЭС. Например: по току, напряжению, скорости, которые должны соответствовать регулировочным диапазонам, а также диапазонам частот пропускания отдельных контуров управления систем автоматического регулирования.

Профессор кафедры «Электроэнергетика и электромеханика» Санкт-Петербургского горного университета, д.т.н. **А.Н. Назарычев** высказал мнение о возможности применения представленных математических моделей как в лабораторных, так и в прикладных исследованиях.

Отметил, что повышение регулировочной способности ЭЭС, в том числе при подключении источников распределённой генерации и генерирующих установок на основе ВИЭ, крайне необходимо.

А также подчеркнул, что в рамках дальнейшей работы необходимо проведение исследований режимов ЭЭС при изменении доли ветровой генерации в структуре генерирующих мощностей.

Учёный секретарь Комитета ВИЭ РосСНИО, академик РИА, к.т.н. **С.В. Грибков** обратил внимание на особенности аэродинамики ВЭУ, которые связаны с применением на лопастях средств ионизации воздуха для повышения регулировочной способности турбины. Отметил, что данное решение, на основании результатов зарубежных исследований, позволяет обеспечить при заданной скорости ветра повышение или уменьшение подъёмной силы и, соответственно, вращающего момента турбины.

Сказал о хорошей проработке вопросов в части электротехники и теории автоматического управления и о том, что представленное исследование является актуальным.



Директор обособленного подразделения ООО «РТСофт-СГ» в г. Екатеринбурге **А.В. Симонов** увидел на одном из слайдов наличие одного проворота генератора при аварийном возмущении, что является недопустимым, так как это может вызвать в реальной ЭЭС вторичные нарушения устойчивости других генерирующих установок и двигательной нагрузки.

Отдельно отметил, что в предложенном техническом решении отсутствует питание электромагнитной коррекции в нормальном режиме, а при возмущении в электрической сети возникает компенсирующий момент для стабилизации частоты в изолированной ЭЭС.

Директор ООО «Интеллэнергия», к.т.н., доцент **Ф.Л. Бык** отметил необходимость разделения в докладе результатов исследования, которые относятся к изолированным ЭЭС и ЕЭС России, так как переходные процессы в них очень различаются.

Высказался о целесообразности развития ветроэнергетики в виде офшорной генерации, так как это даёт возможность работы ВЭУ практически с постоянной скоростью ветра.

Сделал акцент на том, что ВЭУ представляет собой стохастическую генерацию, что требует принятия определённых решений по резервированию их мощности. Попытка решить задачу управления ВЭУ может положительно отразиться как на отклонениях частоты и напряжения, так и на величине резервов мощности, что является весьма актуальной задачей.

Обратил внимание, что предложенные решения с позиции системной, структурной, балансовой и режимной надёжности могут позволить получить экономический эффект, окупающий затраты на реализацию сложных и дорогих систем виртуальной инерции на ВЭУ.

Заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета, д.т.н., профессор **А.В. Паздерин** отметил, что на Гуковской ВЭС в Ростовской области в SCADA-системе реализованы требования Системного оператора по снижению выдаваемой мощности ВЭС при повышении частоты в ЭЭС. Алгоритмы управления мощностью ВЭУ реализованы в инверторах.

Он подчеркнул, что виртуальную инерцию, реализуемую за счёт использования алгоритмов автоматического регулирования параметров, целесообразно реализовывать на каждой ВЭУ в составе ВЭС.

Доцент кафедры «Интеллектуальные сети энергоснабжения» Севастопольского государственного университета, к.т.н. **С.М. Сидоров** обратил внимание, что в работе использовался метод Эйлера, который имеет большую погрешность. Предложено использовать метод Рунге-Кутты четвёртого или пятого порядка для рассматриваемых задач.

По его убеждению, необходимо видоизменение модели ВЭУ четвёртого типа в части учёта стохастической генерации, чтобы максимально корректно использовать текущие измерения на действующих ВЭС.

Главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСК ЕЭС», д.т.н. **М.А. Рабинович** выразил мнение о возможности представления ВЭУ в математической модели ВЭС в виде отдельных блоков, с соответствующими постоянными временами и со случайным изменением мощности, при моделировании работы ВЭС в составе ЭЭС.

Отметил, что на некоторых слайдах презентации наблюдается большой угол нагрузки и не учитывается действие устройства АЛАР.

Аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ Уральского федерального университета **А.Р. Идрисов** сказал о необходимости проведения дополнительных исследований ВЭУ с электромагнитным корректором в изолированной ЭЭС при увеличении величины нагрузки.

Председатель секции «АСРЭ и РЭР», руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределённой энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН», д.т.н. **П.В. Илюшин** проинформировал, что, как показано в международных исследованиях, влияние генерирующих установок на основе ВИЭ на режимы работы ЭЭС зависит от величины их суммарной установленной мощности. При мощности ВИЭ до 3% в структуре генерирующих мощностей — влияние минимальное, так как регулировочные способности традиционных электростанций компенсируют возможные отклонения параметров режима. При величине от 3 до 13% влияние ВИЭ становится заметным, но за счёт актуализации нормативно-технических документов в области управления режимами ЭЭС с ВИЭ оно может быть учтено без особых трудностей. В диапазоне от 13 до 25% отмечается значительное влияние ВИЭ на режимы работы ЭЭС, распределительных сетей и других электростанций (запирание мощности, набросы нагрузки, перегрузки элементов сети и др.). Особое значение приобретает гибкость энергосистемы — требуется более динамичное управление режимами в темпе процесса за счёт применения систем автоматического управления режимами на основе данных от систем оперативного и краткосрочного прогнозирования выработки ВИЭ. При мощности от 25 до 50% возможны аварии, вызванные нарушением устойчивости ЭЭС, перегрузками и отключением генерирующего/электросетевого оборудования, нарушением электроснабжения потребителей даже при кратковременных аварийных возмущениях, в условиях штатной работы релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В России такая градация не введена, однако в разных энергосистемах мы имеем совершенно разные объёмы ВИЭ в структуре генерирующих мощностей. К концу 2024 г. в ОЭС Юга их будет около 15 %, а в Калмыкии уже сейчас 435 МВт установленных мощностей на ВЭС и СЭС при максимуме нагрузки в энергосистеме 124 МВт и одной тепловой электростанции мощностью 18 МВт.

Из этого следует, что при интеграции больших объёмов ВИЭ нужно перестраивать всю систему управления электрическими режимами, вводить в эксплуатацию высокоманевренные газотурбинные установки, устанавливать системы накопления электроэнергии и привлекать больше потребителей к участию в управлении спросом на электроэнергию.

Эксперт обратил внимание на то, что в рамках дальнейшей работы необходимо обязательно учитывать алгоритмы работы и параметры настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, как на ВЭУ, так и в прилегающей к ВЭС сети 110–220 кВ.

Отметил, что использование электромагнитного корректора вносит существенные изменения в конструктивные и компоновочные решения гондолы ВЭУ, поэтому данный вопрос нужно детально проработать с заводами-изготовителями ВЭУ. Кроме того, реализация алгоритма виртуальной инерции в системах автоматического регулирования инверторов ВЭУ может привести к существенному увеличению их стоимости, что требует дополнительной проработки данного вопроса с заводами-изготовителями ВЭУ.

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИСКУССИИ

Заслушав выступления и мнения экспертов, совместное заседание секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределённые энергетические ресурсы» НТК НП «НТС ЕЭС» и секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике отмечает:

1. Актуальность и важность поднятой в докладе темы применения средств повышения регулировочной способности ВЭУ, функционирующих в составе ЕЭС России и изолированных ЭЭС.
2. Важность исследования динамики стохастического изменения скорости ветра в увязке с электромеханическими переходными процессами ВЭУ в составе ВЭС, находящихся на определённом удалении друг от друга.
3. Необходимость формализации понятия регулировочной способности ветроэнергетической установки.
4. Важность дальнейшей проработки технических решений, позволяющих осуществить перевод стохастической генерации в разряд частично управляемой,

для последующего решения целого ряда проблемных вопросов.

5. Актуальность нового подхода к регулированию частоты в изолированных ЭЭС.
6. Необходимость исследования технико-экономических показателей предложенных технических решений для оценки возможности их практической реализации.
7. Важность организации взаимодействия с заводами-изготовителями ВЭУ по вопросам внедрения разработанных технических решений.

СОВМЕСТНОЕ ЗАСЕДАНИЕ РЕШИЛО

1. Рекомендовать автору доклада продолжить исследования в области применения средств повышения регулировочной способности ВЭУ и ВЭС в целом, функционирующих в составе ЕЭС России и изолированных ЭЭС.
2. Рекомендовать автору доклада проводить дальнейшие исследования алгоритмов работы систем автоматического регулирования ВЭУ, с учётом алгоритмов работы и параметров настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, установленных на ВЭУ и в прилегающей сети.
3. Рекомендовать заводам-изготовителям ВЭУ, а также организациям, выполняющим разработки ВЭУ и инверторов для них, рассмотреть возможность использования предложенных технических решений по реализации рассмотренных видов виртуальной инерции.
4. Рекомендовать собственникам ВЭС, находящихся в эксплуатации, рассмотреть возможность реализации статической виртуальной инерции на ВЭУ с целью обеспечения их участия в управлении электрическими режимами ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С заключительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределённые энергетические ресурсы» д.т.н. **П. В. Илюшин**, который отметил, что решению вопроса повышения регулировочной способности ВЭУ, функционирующих в составе ЕЭС России и изолированных ЭЭС, следует уделять особое внимание, учитывая рост доли генерации на основе ВИЭ в структуре генерирующих мощностей. Решение задачи повышения регулировочной способности ВЭУ и ВЭС в целом может положительно отразиться как на отклонениях частоты и напряжения в ЭЭС при возникновении аварийных возмущений, так и на величине необходимых резервов мощности, что является весьма актуальной задачей.