

Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем

Н.И.Воропай

Prospects and Problems of Electric Power System Transformations

N.I.Voropai

Аннотация: Рассматриваются направления и проблемы радикальной трансформации структуры и свойств электроэнергетических систем (ЭЭС) под влиянием широкого использования инновационных энергетических и электротехнических технологий в условиях цифровизации и интеллектуализации процессов функционирования этих систем и управления ими. Обсуждаются особенности изменения свойств ЭЭС в связи с использованием новых технологий, возникающие при этом проблемы гибкости систем и мероприятия по повышению гибкости. Приводится анализ содержания проблемы resiliency ЭЭС и ее идентичности свойству живучести системы. Рассматриваются факторы, определяющие облик будущих ЭЭС как кибер-физических систем.

Abstract: The prospects and problems of radical transformations of electric power systems (EPSs) structure and properties under wide using innovative energy and electro-technical technologies by digitalization and intellectualization of system operation and control of them are considered. Structural trends of EPS development are analyzed. The specifics of EPS properties changes taking into account new technologies are discussed, as for as system flexibility problems and enhancement of their flexibility. The analysis of EPS resiliency sense taking into account identical term “survivability” is given. The factors are considered which represent the EPSs in the future as cyber-physical systems.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, инновационные технологии, трансформация, структура, свойства, гибкость, живучесть (resiliency)

Keywords: electric power systems, innovative technologies, transformation, structure, properties, flexibility, survivability (resiliency)

Введение. Электроэнергетические системы (ЭЭС) в процессе своего развития постоянно видоизменяются в части их структуры и свойств под влиянием объективных факторов, связанных с расширяющимся использованием инновационных технологий в производстве, транспорте, распределении, накоплении и потреблении электроэнергии, интенсивным

развитием возобновляемых источников энергии и распределенной генерации, активизацией потребителей в процессах их электроснабжения в связи с новой парадигмой клиентоориентированной электроэнергетики, роли ЭЭС как критической инфраструктуры, и рядом других [1–3 и др.].

Структура будущих ЭЭС укрупненно может быть представлена как трехуровневая супер-мини-микро-система [4]. Супер-системы включают крупные электростанции (тепловые, гидравлические и атомные), крупные парки ветровых и солнечных электростанций, системные накопители электроэнергии большой мощности, а также транспортную электрическую сеть высоких и сверхвысоких напряжений, включая питающие подстанции, передающие электроэнергию на следующий уровень – мини-систем. Мини-системы включают мини-источники электроэнергии, подключаемые к распределительной электрической сети (мини-ТЭЦ, мини-электростанции на базе газотурбинных, газопоршневых, парогазовых, паротурбинных и других технологий, мини-парки ветровых и солнечных электростанций), системные мини-накопители электроэнергии, а также сами распределительные электрические сети, включая распределительные подстанции. Единичная мощность мини-источников и системных накопителей электроэнергии в мини-системе определяется неоднозначно и, как вариант, может быть принята не более 25 МВт [5, 6]. Микро-системы включают микро-турбинные электростанции, одиночные ветроагрегаты и фотопанели, микро-накопители электроэнергии, а также внутренние электрические сети жилых домов и их групп, общественных и производственных зданий на напряжениях 6/10 – 0,4 кВ. Единичная мощность микро-источников и микро-накопителей электроэнергии, также с учетом неоднозначности оценок, может быть принята не более 25 кВт [7, 8 и др.].

Учитывая изложенное, в статье детально рассматриваются направления трансформации структуры ЭЭС и основные черты структурного построения будущих систем, особенности изменения свойств трансформирующихся ЭЭС будущего, характер новых и специфика модификации традиционных проблем, возникающих вследствие изменения структуры и свойств таких систем.

Структурные тенденции развития ЭЭС. Рассмотрим сначала основные тенденции трансформации структурного построения ЭЭС на уровне супер-систем. Эти тенденции определяются рядом объективных факторов, как традиционных, так и новых. Ключевым традиционным фактором является реализация технических системных эффектов, возникающих при совместной работе различных ЭЭС [9, 10 и др.]. В составе технических эффектов называются мощностной, структурный, частотный, режимный и экологический. Как показывают оценки [9], использование перечисленных эффектов в Единой электроэнергетической системе бывшего СССР в конце 1980-х годов позволило сократить требуемую установленную мощность электростанций на 10 – 12 ГВт. Европейская Экономическая

Комиссия оценивала аналогичный эффект для Западно-Европейского электроэнергетического объединения (ЭЭО) UCРTE в 1989 г. в 34 ГВт [11].

Следует отметить, что приведенные оценки использования технических системных эффектов совместной работы ЭЭС являются в определенном смысле предельно возможными. Степень их реализации зависит от структуры и механизмов функционирования электроэнергетических рынков [10, 12]. При этом системные эффекты рассматриваются как системные услуги. На новое осмысливание рассматриваемого рода системных услуг обращает внимание Ассоциация системных операторов крупнейших ЭЭС мира G015 [13], ссылаясь на исследование EPRI (Electric Power Research Institute, USA), рассматривающее пять категорий услуг (сервисов), предоставляемых электроэнергетическими системами на уровне супер-систем, а именно:

- обеспечение гарантированного доступа к электроэнергии от ЭЭС как инфраструктурной системы в любое время, в необходимом объеме, требуемых надежности и качества;
- обеспечение пусковых токов для запуска больших электродвигателей и потерявших в результате аварии собственные нужды электростанций;
- обеспечение высокого качества напряжения и частоты;
- повышение экономической эффективности работы ЭЭС;
- предоставление возможности выбора контрагентов и минимизации локального монополизма отдельных участников электроэнергетического рынка.

Относительно новым фактором является создание мега-центров генерации электроэнергии на основе использования возобновляемых энергоресурсов, например, крупнейших гидроэлектростанций (ГЭС «Три ущелья» на реке Янцзы в Китае, крупная ГЭС на реке Конго в Центральной Африке и др.) мега-парков ветро-электростанций в Северном море и на Арктическом побережье России, солнечных электростанций в пустынях Сахара и Гоби и других [14–16 и др.].

Электричество, вырабатываемая этими мега-центрами, должна распределяться на сверхдальние расстояния, что является, в частности, ключевым фактором для формирования Глобального электроэнергетического объединения на сверхвысоких напряжениях [17]. При этом отметим исследование [18], демонстрирующее в некотором смысле экзотические возможности к 2050 году обеспечения всей необходимой выработки электроэнергии с использованием возобновляемых энергоресурсов для 143 стран мира, причем по оценкам авторов [18] переход на возобновляемые энергоресурсы позволит снизить общее потребление энергии более, чем на 55%.

Перечисленные факторы и тенденции представляются в основном объективными с высокой вероятностью реализации, в том числе с учетом активного развития и снижения себестоимости технологий дальних

электропередач ультравысоких напряжений переменного и постоянного тока [19].

В определенном смысле противоположным иногда рассматривается сценарий интенсивного развития распределенной генерации электроэнергии в предельном случае вплоть до постепенной ликвидации крупных электростанций и магистральной электрической сети сверхвысоких напряжений. Реализация такого предельного сценария представляется в обозримой перспективе крайне маловероятной, несмотря на очевидные хорошо известные объективные выгоды развития распределенной генерации (ужесточение экологических требований и определяемое этим фактором ускоренное развитие возобновляемых источников электроэнергии, эффективная адаптация к неопределенности спроса на электроэнергию за счет быстрого ввода в работу генерирующих установок, разгрузка магистральной электрической сети супер-системы и общее снижение потерь мощности и электроэнергии, и др.). Реальным с высокой степенью вероятности реализации является сценарий совместного развития относительно крупных электростанций на уровне супер-систем (централизованное электроснабжение) и установок распределенной генерации на уровне мини-систем (децентрализованное электроснабжение).

По оценкам [20] соотношение между централизованным и децентрализованным электроснабжением должно подчиняться правилу «золотого сечения»: $0,62/0,38$ – для систем с высокой плотностью нагрузки, и наоборот, $0,38/0,62$ – для регионов с распределенными потребителями. В связи с тем, что этап бурного промышленного развития уступает место развитию систем со слабо концентрированной нагрузкой, децентрализованное электроснабжение приобретает стимулы для активного развития. Несмотря на то, что производство электроэнергии на больших электростанциях является пока более выгодным, определяющим становится принцип не экономики, а удобства для потребителей. Кроме того, за крупными централизованными источниками остается функция электроснабжения крупных потребителей (это практически невозможно обеспечить за счет возобновляемых источников электроэнергии), а также обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии по частоте и напряжению.

Общей структурной тенденцией для супер-систем и мини-систем является продолжающееся увеличение плотности и сложно-замкнутости магистральных и распределительных электрических сетей вследствие роста нагрузок и требуемого в связи с этим ввода дополнительных линий при общем сокращении их длины. В результате в густонаселенных регионах (например, в Западной Европе) продолжают развиваться концентрированные энергообъединения, а в регионах с территориально протяженными ЭЭС (например, в России, Бразилии и др.) образуются концентрированные энергорайоны, которые характерны для систем электроснабжения мегаполисов, что приводит к появлению новых свойств энергообъединения в

целом. В частности, для систем электроснабжения мегаполисов вследствие коротких линий и развитой их структуры характерно отсутствие проблем устойчивости «по углу», но высока вероятность возникновения системной неустойчивости «по напряжению». Это подтверждает анализ Московской системной аварии 2005 года [21], крупных аварий в Западно-Европейском ЭЭО, которое давно уже является концентрированным [22], и ряд других примеров.

В связи с территориальным расширением ЭЭО возник вопрос: существуют ли технические пределы этого расширения [23, 24 и др.]. Исследования показали, что какие-либо реальные физико-технические ограничения расширения ЭЭС отсутствуют. Предельная дальность передачи электроэнергии внутри ЭЭО при этом определяется сопоставлением технико-экономических факторов, включающих взаимное размещение генерирующих источников и центров электропотребления, стоимость передачи электроэнергии, ограничения пропускных способностей электрических связей, уровень потерь активной мощности при передаче и ряд других. В результате в территориально протяженном ЭЭО могут формироваться локальные зоны свободных перетоков, внутри которых технически возможны и экономически выгодны обмены электроэнергией без ограничений, а между этими локальными зонами существуют ограничения по перетокам.

Таким образом, в общем случае структура крупных ЭЭО становится все более неоднородной, при этом все более вероятны случаи системной неустойчивости «по напряжению» в концентрированных частях энергообъединения и сохраняются проблемы устойчивости «по углу» в протяженных его частях с протяженными электрическими связями. В результате усложняется характер поведения ЭЭС в аварийных ситуациях, что требует корректировки и развития математических моделей переходных процессов в системе и модификации методов исследования поведения таких ЭЭС при возмущениях.

Усложнение структуры развивающихся ЭЭС при общем росте установленной мощности и масштабов электроэнергетических объединений приводит к увеличению последствий тяжелых системных аварий каскадного характера, что подтверждает, в частности, статистика ЭЭС США за 1991 – 2005 гг.[25].

Микро-системы традиционно формировались на переменном токе. В настоящее время многие электроприемники, не только бытовые, работают на постоянном токе, причем для связи с ЭЭС используются выпрямительно-инверторные блоки. По этой причине развивается направление формирования микро-систем на постоянном токе либо гибридных микро-систем постоянно-переменного тока [6–8 и др.].

Микро-системы могут работать совместно с ЭЭС на уровне мини-систем либо изолированно. Изолированные микро-системы характерны для систем электроснабжения островов (например, в Греции [7], Южной Кореи

[10] и др.). Уникальным проектом является реализация микро-систем электроснабжения на постоянном токе для обеспечения электроэнергией изолированных индивидуальных потребителей в Монголии «100000 солнечных фото-панелей» [26]. Типовой состав электроприемников юрты индивидуального потребителя в указанном проекте сейчас включает максимум следующие установки: электроосвещение, электроплита, холодильник, электрообогреватель, цифровой телевизор. Для компенсации неравномерности выдачи мощности фото-панелями используется накопитель электроэнергии.

В [7] приведена информация (на момент публикации) о ряде реализованных пилотных проектов микро-систем электроснабжения в некоторых странах мира:

- в Европе – Китнос, Греция, с децентрализованным интеллектуальным управлением нагрузкой; Маннгейм, Германия, переход от совместной работы с ЭЭС к изолированной работе; Бронсбергер, Нидерланды, изолированная работа микро-системы и интеллектуального накопителя электроэнергии;

- в Японии – демонстрационные проекты микро-систем, включая демонстрационный проект в Нью-Мексико;

- в Китае – микро-системы на островах, в промышленных, коммерческих и жилых зонах, на удаленных территориях;

- в США – программа исследований и демонстрационные проекты микро-систем электроснабжения.

Определенная активность в плане развития микро-систем электроснабжения проявляется и в России [27].

Таким образом, структурные изменения будущих ЭЭС на всех трех уровнях – супер-, мини- и микро-систем – приводят к изменению их свойств и появлению новых проблем, требующих решения.

Трансформация свойств будущих ЭЭС под влиянием инновационных технологий. Гибкость ЭЭС. В последнее время достаточно интенсивно проводятся исследования гибкости ЭЭС и обоснования средств ее повышения. Гибкость ЭЭС – относительно новое понятие, характеризующее ее способность сохранять нормальное или близкое к нему состояние при воздействии внутренних (внезапные изменения и флуктуации нагрузки, потоков по линиям и генерации) и внешних (внезапные возмущения различного происхождения) случайных (неопределенных) факторов [28]. Следует отметить, что свойство гибкости ЭЭС по смыслу близко свойству режимной надежности (security) систем. В то же время, свойство гибкости ЭЭС, помимо прочих аспектов его определения, отражает как бы «внутреннюю активность» системы, что подчеркивается учетом способности ее самоадаптации к влияющим факторам, а также использованием целого ряда «активных» мероприятий по повышению гибкости ЭЭС. В этом плане режимная надежность представляет как бы «внешнюю», «пассивную» оценку способности системы в рассматриваемом смысле [29].

Самоадаптация современной ЭЭС, ее способность гасить внутренние и внешние дестабилизирующие факторы, определяется действием регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и частоте, частотных характеристик регуляторов скорости и частоты синхронных генераторов, а также инерционностью вращающихся масс роторов синхронных и асинхронных машин, действием систем регулирования, защиты и автоматики. Благодаря наличию способности самоадаптации ЭЭС адаптируется к внезапным изменениям режима и возмущениям в допустимых (расчетных) диапазонах их значений, а при выходе изменений параметров режима и возмущений за допустимые пределы вступает в действие система противоаварийного управления, противостоящая каскадному развитию аварийной ситуации путем ее локализации и ликвидации [1].

Современные ЭЭС при использовании традиционных энергетических и электротехнических технологий и средств и систем управления характеризуются достаточно высоким уровнем гибкости благодаря отмеченной самоадаптации и самостабилизации по отношению к внутренним и внешним деструктивным факторам.

Электроэнергетические системы 21-го века претерпевают радикальные изменения свойств не только вследствие трансформации их внутренней структуры, но и в результате активного использования инновационных технологий в производстве, транспорте, аккумулировании, распределении и потреблении электроэнергии. Эти изменения значительно сокращают способность будущих ЭЭС к самоадаптации и самостабилизации и, как следствие, снижают уровень их гибкости. Внутренние для ЭЭС факторы, приводящие к указанным последствиям, связаны с массовым использованием силовой электроники и выпрямительно-инверторных систем для связи с ЭЭС высокоскоростных газотурбинных и газопоршневых генерирующих агрегатов, ветро-генераторов, фотоэлектрических установок, накопителей электроэнергии, линий и вставок постоянного тока, частотно-регулируемых электродвигателей нагрузки.

Рост объемов использования в ЭЭС на уровнях супер-систем и мини-систем перечисленных технологий и устройств значительно сокращает перечисленные выше регулирующие эффекты нагрузки по частоте и напряжению, частотные регулирующие характеристики генераторов, инерционные способности системы, что, как следствие, снижает уровень ее гибкости [1, 28].

Одновременно, рост доли случайно флуктуирующей генерации на возобновляемых энергоресурсах (ветро-агрегаты, солнечные фотопанели, малые гидроэлектростанции) ведет к значительному негативному влиянию этих флуктуаций генерируемой мощности на возможности самоадаптации и самостабилизации системы, то есть на гибкость ЭЭС. Появляется новая проблема гашения небалансов мощности, возникающих в результате таких случайных флуктуаций, для решения которой целесообразно использовать накопители электроэнергии на основе быстро развивающихся

инновационных технологий. В целом, системы управления многих устройств с использованием силовой электроники (FACTS, накопителей электроэнергии, линий и вставок постоянного тока) обладают высокой эффективностью управления и стабилизации. Широкое использование таких устройств в будущих ЭЭС обеспечит радикальное повышение управляемости этих систем, а следовательно, их гибкости, устойчивости и живучести [1, 28].

Мероприятия и средства повышения гибкости будущих ЭЭС. Для обеспечения гибкости ЭЭС необходимо рассматривать возможности генерации, электрической сети, накопителей электроэнергии и нагрузок, а также за счет систем защиты и управления, и оценивать эффекты комплексного использования различных средств на различных уровнях. Эти возможности состоят в следующем [28].

- Как отмечено выше, частотные характеристики систем регулирования скорости и частоты традиционных синхронных генераторов играют важную роль в обеспечении гибкости ЭЭС, повышая возможности самоадаптации и самостабилизации этих систем для гашения негативного влияния внутренних и внешних факторов. В дополнение к этому повышению гибкости генерирующих агрегатов способствуют повышение скорости их загрузки и разгрузки, увеличение глубины разгрузки, поддержание необходимых уровней вращающегося и оперативного резервов активной генерируемой мощности, повышение надежности топливоснабжения электростанций, а также восстановление электростанций «с нуля» при потере питания собственных нужд в результате аварии.

- Гибкость передающей и распределительной электрических сетей может быть повышена устранением слабых мест в сети, снижением ограничений по пропускной способности слабых сечений и повышением эффективности использования пропускных способностей слабых связей. Действенным мероприятием в этом плане является применение устройств FACTS [30], системы управления которых позволяют обеспечить стабилизацию переменных режима ЭЭС и поддержание требуемых запасов пропускных способностей связей в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах. Повышение гибкости активных передающих и распределительных электрических сетей может быть обеспечено автоматической реконфигурацией сети [31].

- Гибкость нагрузки обеспечивается за счет отмеченных выше регулирующих эффектов по частоте и напряжению, а также автоматического управления нагрузкой путем смещения управляемых электроприемников на зону минимума суточного графика нагрузки [32] и использования установок распределенной генерации у потребителей (просьюмеров) [33].

- Важную роль в повышении гибкости ЭЭС в условиях случайных изменений нагрузки и, особенно, случайных флуктуаций выдачи мощности установок на возобновляемых источниках энергии будут играть накопители электроэнергии разной мощности и энергоемкости на всех уровнях – супер-, мини- и микро-систем [34].

- Интегрированные мульти-энергетические системы дают дополни-тельные возможности повышения гибкости ЭЭС при использовании аппаратов, вырабатывающих требуемый вид энергии за счет использования другого вида энергии (например, тепловых насосов, электрических бойлеров и др.) [35]. Инновационные системы газоснабжения в составе интегрированных энергетических систем предоставляют возможности повышения гибкости генерации электроэнергии за счет использования высокоэффективных газовых технологий, особенно при комбинированном производстве электроэнергии и тепла [33, 35].

- Эффективные системы защиты, автоматики и управления играют ключевую роль в обеспечении гибкости ЭЭС [36 и др.]. Эффективность этих систем может быть существенно увеличена при использовании интеллектуальных технологий за счет повышения точности прогнозов переменных состояния ЭЭС, сокращения времени на подготовку управляющих воздействий и повышения частоты их реализации [28 и др.].

- Следует отметить детальную обзорную статью [37] (393 наименования цитируемой литературы). Авторы анализируют фактически все перечисленные меры повышения гибкости ЭЭС.

- Важно использовать рыночные механизмы для эффективного стимулирования мероприятий по повышению гибкости ЭЭС [38].

Resiliency и живучесть ЭЭС. Представленная тенденция роста последствий каскадных системных аварий в ЭЭС определялась традиционными факторами, связанными с увеличением масштабов и территориальной протяженности рассматриваемых систем. Изложенные выше принципиальные изменения структурных характеристик и внутренних свойств будущих ЭЭС усилят эту негативную тенденцию. Отмеченная ситуация инициировала в последнее время активные обсуждения и исследования проблем, связанных с новым понятием *resiliency* (упругость, эластичность) ЭЭС. Наиболее емкая трактовка этого понятия дана в [39], где этот термин характеризует свойство системы любой природы выдерживать какие-либо изменения или прерывающиеся события путем снижения их первоначального негативного влияния и уменьшения последствий для системы (поглощающая способность), самоадаптации системы к этим изменениям и событиям с целью снижения последствий (адаптационная способность) и восстановления системы за минимально возможное время посредством использования требуемых управляющих воздействий (способность к восстановлению).

В [25, 40 -42] проблема *resiliency* исследуется применительно к ЭЭС, при этом в [25, 42] – по отношению к каскадным системным авариям, в [40, 41] – для случаев экстремальных природных воздействий.

Соответствующий *resiliency* русскоязычный термин применительно к ЭЭС – живучесть, которая определяется как свойство системы противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением электроснабжения потребителей и восстанавливать исходное состояние

системы или близкое к нему [43]. Из этого определения можно видеть, что в свойстве живучести проявляются рассмотренные в [39] применительно к resiliency поглощающая и адаптационная способности системы и ее способность к восстановлению. Сопоставление ключевых составляющих этих двух терминов еще более подчеркивает их идентичность: предел эластичности и предельное состояние; движение к коллапсу и катастрофический каскадный процесс; адаптивное поведение и восстановление; робастное поведение и противодействие каскадному развитию аварии (первая составляющая сопоставлений относится к resiliency, вторая – к живучести).

Представляет интерес взаимосвязь свойств resiliency и гибкости ЭЭС. Анализ определений этих свойств свидетельствует о том, что повышение гибкости системы приводит к увеличению поглощающей и адаптационной способностей ЭЭС, присущих свойству resiliency.

Меры по повышению resiliency / живучести ЭЭС. К ним относятся [28]:

- развитие стандартов по надежности для представления требований по надежности при планировании развития и управлении режимами ЭЭС. Важно отметить необходимость разработки специальных стандартов по надежности при экстремальных природных явлениях с определением специфических требований к надежности электроснабжения ответственных потребителей в этих условиях;

- создание широкомасштабной эффективной системы защиты и противоаварийного управления, которая важна прежде всего для противодействия каскадному развитию аварии;

- разработка эффективных процедур восстановления ЭЭС после крупных аварий. Очевидно, что эти процедуры должны различаться для случаев восстановления системы после каскадной аварии и после воздействия экстремальных природных явлений;

- организация регулярных диспетчерских тренировок. Содержание этих тренировок различно для случаев каскадной аварии и воздействия экстремальных природных явлений;

- обобщение характера и механизмов возникновения и развития крупных аварий. Каждая системная авария каскадного характера уникальна, однако их анализ и обобщение позволяют выявить ключевые факторы, устранение которых позволяет снизить вероятность возникновения таких аварий и возможные последствия их реализации.

Отметим, что существуют две принципиально различные идеологии противодействия каскадному развитию системных аварий в плане ведущей роли в этом процессе диспетчера либо системы автоматического противоаварийного управления. Международный опыт показывает предпочтительность автоматического прерывания каскадных аварийных процессов из-за их как правило быстрого протекания. В таких стрессовых

условиях повышается вероятность ошибочных действий диспетчера, усугубляющих аварийную ситуацию [44, 45].

Кибер-физические ЭЭС. Современная электроэнергетическая система – это самый сложный объект, состоящий из двух тесно взаимосвязанных подсистем: физической (технологической) и информационно-коммуникационной (ИКП). Уже в настоящее время, а в будущих ЭЭС – еще в большей мере, технологическая и информационно-коммуникационная подсистемы оказываются сопоставимыми по сложности и ответственности с точки зрения обеспечения нормального функционирования ЭЭС [46 и др.].

В условиях цифровизации электроэнергетики, что подразумевает не только ускорение обработки информации в цифровом виде, но и повышение эффективности технологических процессов в ЭЭС с применением инновационного силового оборудования нового поколения, работающего по стандартам Международной энергетической комиссии (МЭК), разработку нового программного обеспечения для управления вновь создаваемыми цифровыми подстанциями, районными электрическими сетями (РЭС), и т.д., все в большей мере необходимо рассматривать ЭЭС как сложные кибер-физические системы, в которых ИКП может работать неадекватно вследствие внутренних дефектов (ошибки в алгоритмах и др.), а также может быть подвержена несанкционированным внешним воздействиям – кибератакам [47, 48 и др.]. С учетом внутренних и, особенно, внешних факторов (кибератак) неадекватной работы ИКП актуальной становится проблема кибер-безопасности ЭЭС.

Анализ событий в процессе развития каскадных системных аварий в различных странах [25, 45, 49 и др.] показывает наличие взаимного влияния отказов и возмущений в физической и информационно-коммуникационной подсистемах ЭЭС. Недостоверность информации о текущем состоянии ЭЭС или ее потеря вследствие внутренних дефектов цифровых устройств или внешних кибератак на ИКП могут быть причиной выработки и реализации неправильных управляющих воздействий и развития аварийного процесса в физической подсистеме. В свою очередь, отказ или авария элемента физической подсистемы может привести не только к аварийному состоянию этой подсистемы, но и способствовать выходу из строя составляющих ИКП.

Таким образом, уже для настоящих, а тем более будущих кибер-физических ЭЭС, существенно расширяется область факторов, во многом определяющих трансформацию структуры и свойств ЭЭС и формирующих перечень актуальных проблем исследования и обеспечения гибкости и живучести (resilience) этих систем.

Заключение. Развитие ЭЭС на основе применения инновационных технологий и средств в физической и информационно-коммуникационной подсистемах в условиях цифровизации и интеллектуализации процессов функционирования ЭЭС и управления их режимами приведет к существенной трансформации структуры и свойств этих систем. В результате будущие электроэнергетические системы приобретут облик развитых

интеллектуальных кибер-физических ЭЭС, радикально отличающихся от нынешних систем. Эта трансформация потребует существенного пересмотра сложившихся принципов и методов моделирования таких систем, исследования их новых свойств, обоснования их развития и управления функционированием. Основой новых моделей и методов, наряду с традиционными, должен стать эффективный аппарат искусственного интеллекта.

Примечание: Работа выполнена по проекту III.17.4.2 программы фундаментальных исследований Сибирского отделения РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1.

Литература

1. Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего // Энергетическая политика, 2014, Выпуск 5, с. 22 – 29.
2. Бушуев В.В., Каменев С.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика, 2012, Выпуск 5, с. 5 – 14.
3. Quint R., Dangelmaier L., Green I., e.a. Transformation of the grid // IEEE Power and Energy Magazine, 2019, Vol. 17, No. 6, pp. 35 – 45.
4. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика, 2014, № 1, с. 64 – 72.
5. Ackermann Th., Andersson G., Soeder L. Distributed generation: A definition // Electric Power System Research, 2001, Vol. 57, pp. 195 – 204.
6. Marnay C., Nordman B., Lai J. Future roles of mili-, micro-, and nano-grids // CIGRE Symposium “Electric Power System for the Future – Integrating Supergrids and Microgrids”, Bologna, Italy, September 13 – 15, 2011, 6 p.
7. Microgrids: Architectures and control / Edited by N.Hatziargiriou. N.Y.: IEEE Press-Wiley, 2014, 319 p.
8. Marnay C., Abbey C., Joos G., e.a. Microgrids 1: Engineering, economics, and experience. Capabilities, benefits, business opportunities and examples. Microgrids evolution roadmap // Electra, 2015, No. 283, pp. 71 – 75.
9. Ершевич В.В., Антименко Ю.Л. Эффективность функционирования Единой электроэнергетической системы на территории бывшего СССР // Известия РАН. Энергетика, 1993, № 1, с. 22 – 31.
10. Voropai N.I., Podkovalnikov S.V., Osintsev K.A. From interconnections of local electric power systems to Global Energy Interconnection // Global Energy Interconnection, 2018, Vol. 1, No. 1, pp. 4 – 10.
11. The benefits of integration in the European electricity system // Work Document, Commission of the European Communities. Brussels, 1990, 76 p.
12. Воропай Н.И., Труфанов В.В., Селифанов В.В., Шевелева Г.И. К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России // Электричество, 2000, № 5, с. 2 – 9.

13. Потребность в больших энергосистемах не снижается, а возрастает / Интервью с вице-президентом Международной Ассоциации системных операторов G015 Ф.Опадчим // Электроэнергия. Передача и распределение, 2020, № 1(58), с. 146 – 150.
14. Mano S., Ovgor B., Samadov Z., e.a. Gobitec and Asian super grid for renewable energies in Northeast Asia, https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20140124/gobitec_and_ASG_report_ENG_BOOK_final.pdf
15. Deng Chuanyu, Song Fulong, Chen Zhengxi. Preliminary study on the exploitation plan of the mega hydropower base in the lower reaches of Congo River // Global Energy Interconnection, 2020, Vol. 3, No. 1, pp. 13 – 23.
16. Strbac G., Pudjianto D., Aunedi M., Papadaskalopoulos D., e.a. Cost-effective decarbonization in a decentralized market // IEEE Power and Energy Magazine, 2019, Vol. 17, No. 2, pp.25 – 36.
17. Liu Zhenya. Global energy interconnection. Amsterdam e.a.: Elsevier, 2015, 379 p.
18. Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Cameron M.A., e.a. Impacts of green new deal energy plans on grid stability, costs, jobs, health, and climate in 143 countries // One Earth, 2019, Vol. 1, pp. 449 – 463.
19. Liu Zhenya. Ultra high voltage AC/DC grids. Amsterdam e.a.: Elsevier, 2014, 758 p.
20. Бушуев В.В. Энергоинформационные системы как основа неоиндустриальной и социогуманитарной цивилизации // Энергетическая политика, 2016, Выпуск 3, с. 17 – 24.
21. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Кощев Л.А., Шульгинов Н.Г. Исследования режимов Московской энергосистемы в процессе развития аварии в мае 2005 г. // Электричество, 2008, № 1, с. 2 – 12.
22. Васильев Г.М., Семенов В.А. Авария в энергосистеме Франции 19 декабря 1978 г. // Энергохозяйство за рубежом, 1980, № 2, с. 40 – 44.
23. Paris L., Zini G., Valtorta M., Manzoni G., e.a. Present limits of very long distance transmission systems // CIGRE 1984 Session, Paris, France, August 29 – September 6, 1984, Paper 37-12, 9 p.
24. Mueller H.-C., Haubrich H.-J., Schwarz J. Technical limits of interconnected systems // CIGRE 1992 Session, Paris, France, August 30 – September 5, 1992, Paper 37-301, 7 p.
25. Amin M. Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience in energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20 – 24, 2008, 5 p.
26. Воропай Н.И., Бат-Ундрал Б., Энхсайхан Э. Направления и проблемы развития микро-систем электроснабжения изолированных потребителей Монголии // Известия РАН. Энергетика, 2019, № 6, с. 43 – 50.
27. Васильев С. «Зеленые крыши России» или микро-генерация в России // Энергия: экономика, техника, экология. 2018, № 9, с. 69 – 72.
28. Voropai N., Rehtanz Ch. Flexibility and resiliency of electric power systems: Analysis of definitions and content // EPJ Web of Conferences.

International Workshop on Flexibility and Resiliency of Electric Power Systems – FREPS 2019, Irkutsk, Russia, August 26 – 30, 2019, 6 p.

29. Marceau R.J., Endrenyi J., Allan R., Alvarado F.L., e.a. Power system security assessment: A position paper // *Electra*, 1997, No. 175, pp. 49 – 77.

30. Zhang X.P., Rehtanz Ch., Pal B. Flexible AC transmission systems: Modeling and control. Berlin, e.a.: Springer, 2006, 383 p.

31. Sun Hongbo, Wang Yishen, Nikovski D., Zhang Jinyun. “Flex grid”: A dynamic and adaptive configurable power distribution system // 2015 IEEE Power Tech, Eindhoven, Netherlands, June 29 – July 2, 2015, 6 p.

32. Chulukova M., Voropai N. Flexibility enhancement in an islanded distribution power system by online demand-side management // EPJ Web of Conferences, International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems, FREPS 2019, Irkutsk, Russia, August 26 – 30, 2019, 4 p.

33. Chen Xinyu, Kang Chongqing, O’Maley M., Xia Quing, e.a. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: Modeling and implication // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, Vol. 30, No. 4, pp. 1838 – 1847.

34. Павлов А.С. Развитие систем накопления энергии в мире: от концепций до проектов // *Электроэнергия. Передача и распределение*, 2020, № 2(59), с. 12 – 17.

35. Koepfel G., Andersson G. The influence of combined power, gas, and thermal networks on the reliability of supply // 6th World Energy System Conference, Torino, Italy, July 10 – 12, 2006, 7 p.

36. Шульгинов Н.Г., Павлушко С.А., Дьячков В.А. Эффективное управление электроэнергетическими режимами ЕЭС России в современных условиях // *Энергетик*, 2013, № 6, с. 20 – 24.

37. Lund P.D., Lindgren J., Mikkola J., Salpakari J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, Vol. 45, pp. 785 – 807.

38. Bistline J.E. Turn down for what? The economic value of operational flexibility in electricity markets // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, Vol. 34, No. 1, pp. 527 – 534.

39. Cen Nan, Sansavini G., Kroeger W. Building an integrated metric for quantifying the resilience of interdependent infrastructure systems // 9th International Conference on Critical Information Infrastructure Security, Limassol, Cyprus, October 13 – 15, 2014, 12 p.

40. Yezhou Wang, Chen Chen, Jianhui Wang, Baldick R. Research on resilience of power systems under natural disasters – A review // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, Vol. 31, No. 2, pp. 1604 – 1612.

41. Panteli M., Mancarella P., Trakas D.N., e.a. Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, Vol. 32, No. 6, pp. 4732 – 4741.

42. Kezunovic M., Overbye T.J. Off the beaten path: Resiliency and associated risk // IEEE Power and Energy Magazine, 2018, Vol. 16, No. 2, pp. 26 – 35.
43. Воропай Н.И. Живучесть ЭЭС: методические основы и методы исследования // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1991, № 6, с. 52 – 59.
44. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988, 416 с.
45. Besanger Y., Eremia M., Voropai N. Major grid blackouts: Analysis, classification, and prevention // Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control. Hoboken: IEEE Press-Wiley, 2013, pp. 789 – 863.
46. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Кибер-физические электроэнергетические системы: трансформация свойств и новые проблемы // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2018, № 9(110), с. 31 – 35.
47. Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В. и др. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления, 2019, № 1, с. 2 – 14.
48. Mehrdad S., Mousavian S., Madraki G., Cyber-physical resilience of electric power systems against malicious attacks: A review // Current Sustainable/Renewable Energy Reports, <https://doi.org/10.1007/s40518-018-0094-8>
49. Hines P., Apt J, Talukdar S. Large blackouts in North America: Historical trends and policy implications // Energy Policy, 2009, Vol.37, No.12, pp.5249-5259.

Воропай Николай Иванович, окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института. В 1966 г. В 1990 г. защитил докторскую диссертацию "Методы анализа и исследование динамических свойств электроэнергетических систем при существенных структурных изменениях и больших возмущениях" в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР (ныне Институт систем энергетики им.Л.А.Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН). Научный руководитель ИСЭМ СО РАН, чл.-корр.РАН. 664033, г.Иркутск, ул.Лермонтова, 130, тел. (3952)424700, +7 9148952301

Voropai N.I.: Scientific Advisor of the Energy Systems Institute, Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia. He graduated from Leningrad (St. Petersburg) Polytechnic Institute in 1966. N.I. Voropai received his based on dissertation "Methods of analysis and study of electric power system dynamic properties under significant structural changes and large disturbances" degree of

Doctor of Technical Sciences from the Siberian Energy Institute in 1990. 664033, Irkutsk, Lermontov str., 130, тел. (3952) 424700, +7 9148952301