

ПРОГНОЗ И КОНЦЕПЦИЯ ПЕРЕХОДА К РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ В РОССИИ*

БЫК Феликс Леонидович, к.т.н., felixbyk@hotmail.com, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия
ORCID: 0000-0002-6878-9461

ИЛЮШИН Павел Владимирович, д.т.н., ilyushin.pv@mail.ru, Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия
ORCID: 0000-0002-5183-3040

МЫШКИНА Людмила Сергеевна, к.т.н., lsmyshkina@gmail.com; Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия
ORCID: 0000-0002-5121-4143

Стремление повысить надежность Единой энергетической системы (ЕЭС) России обернулось снижением доступности электроэнергии, при этом возмещение затрат на поддержание избыточности генерирующих и сетевых мощностей было возложено на потребителей электроэнергии. Это спровоцировало массовое строительство потребителями собственной распределенной генерации. Учет объемов распределенной генерации позволит сократить внеурочную нагрузку при ценообразовании. Появление коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем снизит негативное влияние перекрестного субсидирования. Требуется изменения институциональной среды для придания трансформации ЕЭС России упорядоченного и прогнозируемого характера.

Ключевые слова: надежность и доступность электроснабжения, локальная интеллектуальная энергосистема, распределенная генерация, децентрализация, устойчивое развитие.

DOI: 10.47711/0868-6351-193-124-135

Введение. В стратегиях, схемах и программах развития электроэнергетики России в основном содержатся решения, направленные на повышение технической эффективности ЕЭС России и региональных энергосистем. В генерирующих компаниях (ГК) и территориальных сетевых организациях (ТСО) при решении комплекса технических и технологических задач недостаточно внимания уделяется вопросам повышения экономической эффективности, снятия ограничений на присоединение к сетям, и, как следствие, обеспечения доступности электроэнергии для конечных потребителей.

Невозможно ожидать снижения стоимости электроэнергии, пока основным остается принцип «Потребитель все оплатит!», что снижает конкурентоспособность предприятий, вынуждая их искать пути сокращения затрат на электроэнергию в структуре себестоимости производимой продукции. Они ориентируются на генерирующие установки (ГУ) малой мощности, которые могут размещаться в непосредственной близости от электроприемников и вырабатывать необходимые объемы электрической и тепловой энергии по приемлемой стоимости [1; 2].

Процесс энергетического перехода в отечественной электроэнергетике идет одновременно «сверху» и «снизу», что порождает противоречия и противодействия. Если не придать процессам трансформации ЕЭС России упорядоченность и управляемость, то сложно будет обеспечить прогнозируемость ее развития.

* Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Целью исследования является обоснование необходимых изменений в технической, экономической и социальной политике, определяющих развитие электроэнергетики. Основные задачи – анализ и выявление недостатков существующей институциональной среды в электроэнергетике России, сдерживающих ее устойчивое развитие. Полученные результаты позволяют снизить неопределенность и повысить прогнозируемость трансформации ЕЭС России. Практическая значимость – создание благоприятных условий для привлечения частных инвестиций в электроэнергетику субъектов РФ, содействуя ее развитию.

Текущее состояние доступности электроэнергии в системе централизованного электроснабжения. Техничко-технологической основой ЕЭС России остаются крупные электростанции, рассредоточенные по территории страны. На 67 тепловых (ТЭС), гидро- и атомных электростанциях мощностью более 1 ГВт установлено около 150 ГВт генерирующих мощностей. Концентрированное производство электроэнергии потребовало создания Единой национальной электрической сети. В каждом субъекте РФ имеется региональный распределительный сетевой комплекс, осуществляющий электроснабжение потребителей.

С переходом к либерально-рыночной экономике практически не изменилась система централизованного управления развитием и функционированием ЕЭС России. Изменения произошли в организационно-экономической подсистеме. Экономические отношения между субъектами электроэнергетики строятся в рамках оптового (ОРЭМ) и розничного рынка электрической энергии и мощности (РРЭМ), для каждого сектора разработаны соответствующие экономические механизмы.

Несовершенство рыночных механизмов в электроэнергетике привело к укреплению рынка «продавца», хотя предложение товара (электрическая энергия и мощность) существенно превышает спрос. В конце 2020 г. установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 245 ГВт, при годовом максимуме нагрузки – 150 ГВт [3]. В электроэнергетике сложились предпосылки к становлению рынка «покупателя», но это не происходит в силу необоснованно завышенного риска возникновения дефицита электроэнергии. Одна из причин – постоянное завышение прогнозируемого спроса на электрическую мощность и энергию.

Важными являются вопросы инвестирования в развитие электроэнергетики [4-7]. Для стимулирования ГК к вложению инвестиций в новые мощности был разработан механизм заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ) (таблица) [4; 8-10].

Таблица

Программы ДПМ

Наименование программы	Инвестиции		Сопоставление инвестиций, млн. руб./ ГВт	Возврат от потребителей, трлн. руб.
	Мощность, ГВт	Денежный эквивалент, трлн. руб.		
ДПМ-1	30	1,3	43	2,6
ДПМ ВИЭ	5,4	1,160	215	2,325
ДПМ ТБО	0,335	0,127	380	0,290

Источник: расчеты авторов.

Помимо ДПМ на стоимость электроэнергии оказывает влияние социальная политика по защите населения от негативного действия рыночных механизмов. Проблема перекрестного субсидирования привела к росту доли сетевой составляющей до 40-45% в конечной цене. С целью повышения эффективности ПАО «Россети» ищут пути получения дополнительных доходов и снижения операционных расходов.

дов, на что направлена реализуемая программа цифровизации электросетевого комплекса стоимостью 1,3 трлн. руб. [11; 12].

Суммарный объем программ субсидирования электроэнергетики России в 2020 г. составил около 1,09 трлн. руб., включая 615 млрд. руб. дополнительной нагрузки на ОРЭМ и 473 млрд. руб. в виде перераспределения тарифной нагрузки между потребителями на РРЭМ [13]. Тяжелее всего пришлось промышленным и коммерческим предприятиям, вынужденным нести всю инвестиционную составляющую принятой программы развития электроэнергетики. Хотя тарифы для населения и приравненных к нему групп потребителей в среднем на 30-50% ниже, чем цена за электроэнергию для предприятий реального сектора экономики, размер и динамика роста тарифов для этой группы потребителей становится непосильными.

В структуре электропотребления ЕЭС России наблюдается рост спроса на электроэнергию у населения (рис. 1), а также предприятий, оказывающих коммунально-бытовые и прочие услуги. На них приходится около 25% в структуре электропотребления [14; 15]. Очевидно, что с ростом доли коммунального электропотребления возрастает нагрузка перекрестного субсидирования.

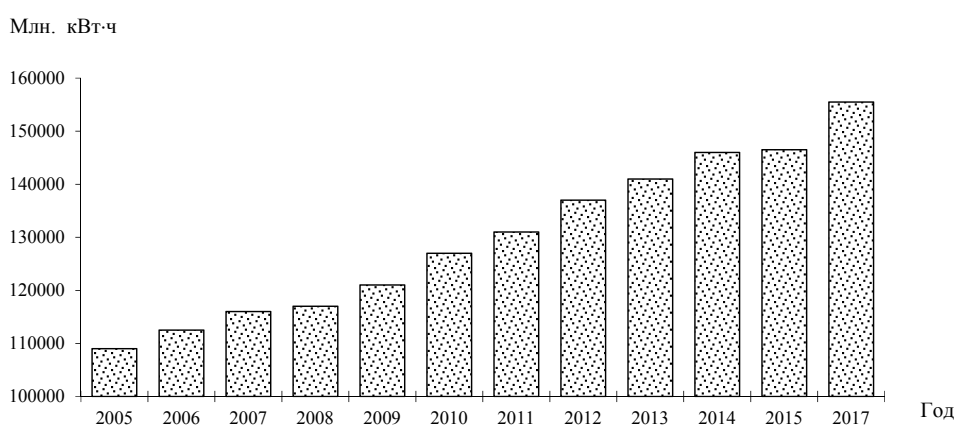


Рис. 1. Динамика роста электропотребления населением в России

Источник: расчеты авторов.

Степень доступности электроэнергии следует рассматривать в привязке к доходам населения. Минимальная доступность наблюдается в Республиках Калмыкия, Адыгея, Алтай, а также Ивановской и Псковской областях, где на среднемесячную зарплату можно купить 4880-5580 кВт·ч. Наибольший уровень доступности фиксируется в Иркутской области, где этот показатель в 6 раз выше и составляет 34440 кВт·ч, что указывает на значительные различия между регионами.

В каждом регионе устанавливаются не только тарифы для населения, но и предельный уровень нерегулируемых цен (ПУНЦ) на электроэнергию для прочих потребителей. Их соотношение показывает, насколько социальная политика региональных властей сказывается на условиях хозяйственной деятельности субъектов экономики. На рис. 2 приведена диаграмма для сопоставления одноставочного тарифа для населения и ПУНЦ на электроэнергию для потребителей с нагрузкой менее 670 кВт. Выбор Тамбовской области связан с тем, что в этом регионе тариф для населения близок к среднему по стране, а выбор мощности соответствует нагрузке предприятий малого и среднего предпринимательства (МСП) в различных сферах экономики.

Закономерным итогом технической, экономической и социальной политики в электроэнергетике России стало снижение доступности электроэнергии для субъектов реального сектора экономики и малообеспеченных слоев населения. Проблема повышения экономической эффективности систем централизованного электроснабжения стала критически важной и острой. В существующей институциональной среде имеется не так много вариантов решения этой проблемы. Одним из них является повышение тарифа для населения, что неизбежно приведет к росту неплатежей и нарастанию социальной напряженности в обществе. Другой вариант связан с дальнейшим повышением нагрузки на крупные энергоемкие предприятия, например, запитанные от сетей ПАО «ФСК ЕЭС», что также вызывает противодействие субъектов экономики.

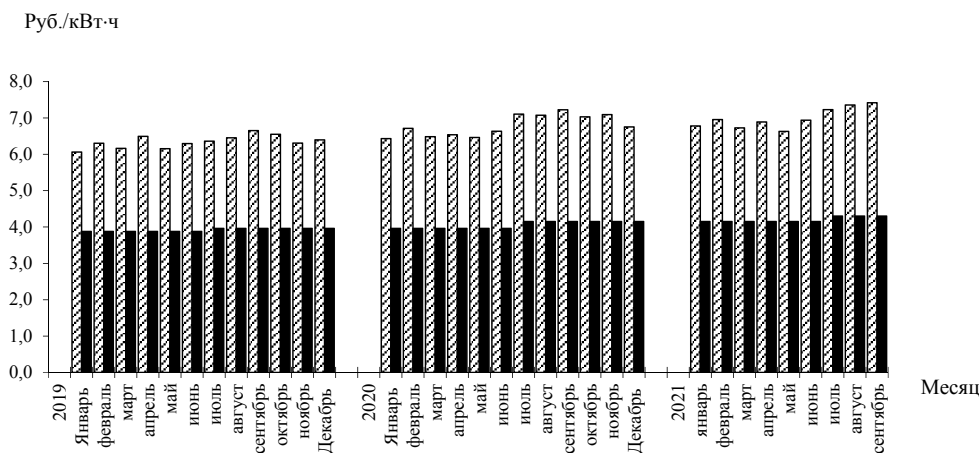


Рис. 2. Одноставочные тарифы (■) и ПУНЦ (▨) на электроэнергию для потребителей мощностью менее 670 кВт в Тамбовской области

Источник: расчеты авторов.

Распределенная генерация – естественная реакция «снизу». Пока проблема снижения цены на электроэнергию не решена «сверху», субъекты реального сектора экономики нашли способ снизить затраты на электроэнергию, создавая собственную генерацию, подключаемую к сетям внутреннего электроснабжения. Это дало старт массовому развитию распределенной генерации с электростанциями различной установленной мощности на базе современных когенерационных технологий [16-19].

Первыми на этот путь встали крупные предприятия металлургической, химической и других энергоемких отраслей промышленности, использующие вторичные энергоресурсы. На металлургических комбинатах стали применять ГУ, использующие для производства электрической и тепловой энергии доменный, коксовый и конвертерный газ. Ряд предприятий планирует довести долю собственного производства электроэнергии до 95% [1; 2].

В отличие от металлургов нефтедобывающие компании используют в качестве топлива для газотурбинных (ГТУ) и газопоршневых (ГПУ) установок отечественного и иностранного производства попутный нефтяной газ. Собственная генерация при этом размещается на месторождениях и нефтеперерабатывающих заводах. В ПАО «Лукойл» собственной генерацией в 2020 г. покрывалось до 35-40% общего электропотребления [1].

В соответствии с действующим порядком, электростанции мощностью до 25 МВт и использующие вторичные энергоресурсы, независимо от установленной мощности, не обязаны быть участниками ОРЭМ. При этом указанные электростанции относятся к объектам оперативно-диспетчерского управления. Из отчетов АО «СО ЕЭС» видно, что на фоне общего снижения электропотребления в 2020 г., электростанции промышленных предприятий выработали электроэнергию на 3,1% больше, чем в 2019 г. Доля выработки электроэнергии собственной генерацией промышленными предприятиями в 2020 году составила 6,2% общего объема [3]. Важно отметить, что в отчетах не учтены электростанции мощностью менее 5 МВт и электростанции любой мощности, не подключенные к ЕЭС России.

На рынке имеется достаточное количество конкурирующих между собой компаний, предлагающих услуги по проектированию, строительству и выполнению пуско-наладочных работ на объектах малой распределенной генерации (МРГ), в том числе с организацией их последующей эксплуатации.

По оценкам экспертного сообщества собственная генерация на предприятиях в зоне действия ЕЭС России составляет около 20 ГВт, включая МРГ не менее 6 ГВт [17; 20]. Значительная часть потребителей с МРГ вынуждена выбирать вариант комбинированного электроснабжения, с частичной поставкой электроэнергии из централизованной системы. Известны предприятия, выбравшие полную энергетическую независимость, системы энергоснабжения у которых работают изолированно. Они вообще не попадают в поле зрения АО «СО ЕЭС», территориальных сетевых организаций (ТСО) и гарантирующих поставщиков.

Появление изолированных систем электроснабжения на базе МРГ обусловлено тремя причинами:

1. Высокой стоимостью технологического присоединения к электрическим сетям ТСО и непрогнозируемым ростом стоимости электроэнергии, получаемой из системы централизованного электроснабжения.

2. Ограничением на величину мощности собственной генерации. Для собственной генерации мощностью больше 25 МВт, присоединенной к сетям внутреннего электроснабжения предприятия, за исключением отдельных случаев, возникает обязанность поставлять дешевую электроэнергию на ОРЭМ, получая ее по дорогой цене, сложившейся на РРЭМ.

3. Ожидаемое введение платы за сетевой резерв для предприятий с собственной генерацией, потребует выбора:

- консервировать собственную генерацию и уходить от комбинированного электроснабжения, так как в предлагаемых условиях такой способ электроснабжения становится экономически неэффективным;

- увеличивать мощности собственной генерации до величины, достаточной для работы на условиях самобаланса, с необходимым уровнем надежности электроснабжения, и переходить в изолированный режим работы.

Очевидно, что, чем больше величина собственной генерации у предприятий, тем меньше объем их электропотребления из системы централизованного электроснабжения. Поэтому снижение темпов роста электропотребления в ЕЭС России, возможно, связано с ростом количества и мощности МРГ. Отсутствие упорядоченности и управляемости в процессе трансформации энергосистемы «снизу» снижает обоснованность решений, принимаемых при составлении планов и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и ЕЭС России.

Предлагается изменить отношение к МРГ через внесение изменений в институциональную среду, поставив целью не только повышение энергоэффективности и

энергосбережения при производстве электроэнергии, но и ее доступности для потребителей. Важным элементом должно стать согласование схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ и Схем теплоснабжения муниципальных образований, в которых уже появляются разделы, связанные с МРГ и применением когенерационных технологий.

Локальные интеллектуальные энергосистемы. Известно, что эффективность производства тепловой и электрической энергии в когенерационном цикле, как минимум, в 1,4 раза выше, чем при раздельном. Поэтому мини-ТЭЦ на основе ГТУ и ГПУ, с учетом затрат на передачу указанных видов энергии, способны конкурировать с крупными ТЭС, работающими в конденсационном режиме, а также с отопительными котельными.

Потенциал для повышения энергоэффективности и энергосбережения в России достаточно высок за счет большого количества отопительных котельных. В настоящее время на их долю приходится около половины совокупной выработки тепловой энергии в стране. Программа газификации страны стимулирует масштабное строительство котельных мощностью 20-100 Гкал/час в средних и больших городах, и более мощных котельных в крупных и крупнейших городах. Требуется поддержка преобразований «снизу», направленных на перевод котельных на когенерационную технологию [21; 22]. Действующей нормативно-правовой базы недостаточно для создания мини-ТЭЦ, так как их присоединение к электрическим сетям связано с большими затратами, а статус участника оптового или розничного рынка не позволяет получать доходы, достаточные для окупаемости инвестиций.

Рост числа и мощности мини-ТЭЦ, а также снижение затрат на их присоединение к электрическим сетям позволят снизить вне рыночную нагрузку, если они будут учитываться при отборе генерирующих мощностей для заключения ДПМ. Важным является системный эффект, снижающий электросетевые ограничения от появления собственной генерации у потребителей, запитанных от закрытых центров питания (ЦП). Разгрузка ЦП без затрат со стороны ТСО позволит снизить инвестиционную составляющую в тарифе на передачу электроэнергии, повысить доступность систем электроснабжения и электроэнергии [23; 24].

Себестоимость производства электроэнергии на мини-ТЭЦ во многом зависит от цен на генерирующее оборудование и природный газ. При текущем уровне цен себестоимость составляет 1,5-3 руб./кВт·ч, и чем выше коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), тем она ниже. Использование МРГ в качестве источника электроэнергии для промышленных предприятий приводит к снижению КИУМ, который возможно повысить за счет поставок электроэнергии на РРЭМ. При этом, кроме повышения доступности электроэнергии, возрастает надежность электроснабжения потребителей в зоне действия ЦП.

Переход предприятий на электроснабжение от МРГ, обусловленный необходимостью сохранения конкурентоспособности, приводит к росту цены на электроэнергию для промышленных и коммерческих потребителей, оставшихся в системе централизованного электроснабжения. Возрастает нагрузка вне рыночных надбавок от перекрестного субсидирования, а сокращение объема передачи электроэнергии по сетям ТСО ведет к росту тарифа на передачу. Таким образом, получая локальные эффекты, предприятия с собственной генерацией обостряют противоречия на ОРЭМ и РРЭМ [23].

Есть основания полагать, что экономические интересы будут превалировать и количество предприятий с МРГ, в том числе работающих в изолированном режиме, будет только возрастать. Однако при росте количества потребителей, создавших самобалансированные системы электроснабжения, можно получить новые позитивные системные эффекты, если этому процессу придать правильную направленность.

Получение таких системных эффектов возможно при создании сбалансированных локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС) на базе МРГ (мини-ТЭЦ), распределительных сетей среднего и низкого напряжения, а также электроприемников потребителей. ЛИЭС способны работать как параллельно с ЕЭС России, так и в островном режиме с требуемой для потребителей надежностью электроснабжения. Функционирование ЛИЭС обеспечивается интеллектуальной системой управления, построенной по децентрализованному принципу, сохраняя ее надежную работу в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, позволяя оптимизировать расход энергоресурсов и потери в сетях, рационально используя парковый ресурс генерирующего оборудования мини-ТЭЦ и др.

Основное отличие ЛИЭС – наличие оператора, ответственного за производство, передачу и сбыт электроэнергии входящим в состав ЛИЭС потребителям. ЛИЭС могут быть разными по назначению, типу используемых технологий, классу напряжения основной сети и виду используемых энергоресурсов.

Большинство существующих ЛИЭС создано на базе многоагрегатных мини-ТЭЦ мощностью 5-25 МВт с генераторным распределительным устройством напряжением 10(6) кВ и основной распределительной сетью напряжением 10(6) кВ. Электросетевой комплекс ЛИЭС включает в себя распределительные пункты напряжением 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ и сеть 0,4 кВ.

Предлагается придать оператору ЛИЭС статус субъекта РРЭМ и не распространять на него нормы, мешающие ему быть вертикально-интегрированным субъектом электроэнергетики с децентрализованной системой управления. Оператор ЛИЭС должен иметь возможность решать вопросы технологического присоединения новых электроприемников, осуществлять диспетчеризацию, учет и контроль взаиморасчетов, обеспечивать функционирование устройств релейной защиты и автоматики, а также реализовывать другие необходимые функции [25]. По экспертным оценкам, в краткосрочной перспективе объем вводимой МРГ в составе ЛИЭС достигнет 1,2 ГВт/год [20]. На эти цели будет выделяться не менее 180 млрд. руб./год частных инвестиций, сроки окупаемости которых при текущем уровне цен составят 5-7 лет, что повысит доступность электроэнергии для потребителей.

По назначению ЛИЭС можно разделить на следующие типы:

- промышленные, в составе которых преобладают предприятия различных отраслей, занятых в сфере переработки сырья или разработки недр;
- сельскохозяйственные, имеющие в своем составе высокую долю предприятий агропромышленного комплекса, занятых переработкой сельскохозяйственного сырья и/или производством продукции из него;
- коммунальные, где основными потребителями являются население и приравненные к нему категории потребителей, а также предприятия малого и среднего предпринимательства, оказывающие услуги населению.

Из перечисленных видов ЛИЭС, с позиции повышения доступности электроэнергии, приоритет следует отдать коммунальным. Это обосновано тем, что, выводя население и приравненных к ним потребителей из систем централизованного электроснабжения, ослабляется негативное влияние перекрестного субсидирования. Оператор ЛИЭС при формировании и управлении спросом заинтересован в использовании клиентоориентированного механизма ценообразования, при котором конечная цена электроэнергии для потребителя определяется с учетом профиля и характера нагрузки, требований к надежности, наличия средств компенсации реактивной мощности, активных или пассивных фильтров гармоник и др.

Оператор коммунальной ЛИЭС способен на основе рыночных отношений решать комплекс технических, экономических и социальных вопросов, делая ЛИЭС

привлекательной для инвесторов. Для потребителей создается энергетическая экосистема, позволяющая обеспечить жизнедеятельность населения и стать притягательной для МСП. По существу, зоны действия коммунальных ЛИЭС становятся территориями опережающего развития в субъектах РФ.

Очевидно, что любая ЛИЭС является избыточной, так как располагает резервом активной мощности,

необходимым для обеспечения надежности ее функционирования, что создает потенциал, который можно реализовать в случае ее присоединения к системе централизованного электроснабжения. Эффективность интеграции ЛИЭС в ЕЭС России зависит от стоимости строительства электрической связи, по которой будет выдаваться избыточная мощность в энергосистему, и затрат на соответствующую системную автоматику, ответственную за обеспечение устойчивой параллельной работы ЛИЭС с ЕЭС России [26; 27].

Системная автоматика ЛИЭС обеспечивает функционирование ЛИЭС в двух рабочих состояниях без прерывания электроснабжения потребителей – режим параллельной синхронной работы в составе ЕЭС России и островной режим работы, в который ЛИЭС переходит при любых аварийных возмущениях во внешней сети. Это позволяет повысить бесперебойность электроснабжения потребителей, подключенных к сетям ЛИЭС. Допустимый переток мощности по линиям электропередачи напряжением 10(6) кВ между ЛИЭС и ЦП, в соответствии с действующим технологическим регламентом, ограничивается мощностью 5 МВт. Это позволяет повысить КИУМ мини-ТЭЦ, снизить удельный расход газа, а также получать дополнительные доходы от поставок электроэнергии на РРЭМ и оказания системных услуг (например, выравнивание графика загрузки ЦП, поддержания нормативных значений узловых напряжений и др.) [23; 24; 26].

Создание коммунальных ЛИЭС и их интеграция в ЕЭС России – наиболее эффективный способ повышения доступности электроэнергии для потребителей, снижения негативного влияния на стоимость электроэнергии от перекрестного субсидирования и вне рыночных надбавок.

Техническая и экономическая политика, направленная на стимулирование создания ЛИЭС, особенно коммунальных, позволит изменить образ ЕЭС России. Если в настоящее время процессы производства, передачи и распределения электроэнергии напоминают «многоуровневый каскад», то с появлением ЛИЭС энергосистема будет похожа на «сотовую» структуру. Большое число энергетических сот будет объединено вокруг основного ядра – ЕЭС России, где будут взаимодействовать крупные производители и потребители электроэнергии.

В этом случае основной задачей регуляторов станет сохранение и укрепление ядра, как базиса электроэнергетики страны. Операторы ЛИЭС будут заинтересованы в существовании ядра, как средства повышения надежности и доступности электроснабжения в ЛИЭС. Наличие энергетических сот позволит повысить экономическую эффективность ЕЭС России, доступность электроэнергии из системы централизованного электроснабжения. При достижении экономически обоснованной цены на электроэнергию снизится потребность предприятий в переходе на МРГ. Сети ТСО будут выполнять функции межсистемных связей, объединяющих ЛИЭС, получая соответствующие доходы.

Важно отметить, что включение в состав ЛИЭС генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, позволиткратно снизить отрицательное влияние стохастической генерации на режимы работы ЕЭС России. Кроме того, это повысит инвестиционную привлекательность ЛИЭС за счет соответствия критериям ESG и будет содействовать ускорению перехода к углеродной нейтральности [28; 29].

В качестве первоочередных шагов для развития ЛИЭС предлагается:

– снять ограничения на мощность МРГ, как основного источника электроэнергии в ЛИЭС, но установить ограничение на величину перетока мощности с ЕЭС России до 25 МВт;

– дополнить технологический регламент порядком технологического присоединения ЛИЭС к ЕЭС России, который должен принципиально отличаться от порядка разработки и согласования схем выдачи мощности МРГ;

– учитывать состояние и перспективы вводов МРГ в субъектах РФ при отборе генерации для заключения ДПМ, что позволит снизить потребность во вводах дополнительных мощностей на традиционных электростанциях, а, следовательно, и внерыночные надбавки в механизм ценообразования на ОРЭМ;

– обеспечить государственную поддержку ЛИЭС, повышающих энергоэффективность производства электрической и тепловой энергии, снимающих сетевые ограничения, содействующих открытости систем электроснабжения, доступности электроэнергии, а также достижению углеродной нейтральности;

– дополнить состав участников РРЭМ новым субъектом – оператором ЛИЭС, при этом не распространять на него требование по разделению видов деятельности в электроэнергетике, что позволит обеспечить его функционирование в форме вертикально-интегрированной компании, несущей полную правовую ответственность за надежность и бесперебойность электроснабжения, а также качество электроэнергии перед потребителями, подключенными к сетям ЛИЭС;

– дополнить схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ новыми задачами и разделами, закрепляющими приоритеты создания ЛИЭС, что позволит снизить потребность в инвестициях на строительство и реконструкцию электросетевых объектов, направив их на программу цифровизации сети.

Заключение. Создание искусственных барьеров и препятствий со стороны регуляторов приведет к снижению инвестиционной привлекательности строительства МРГ предприятиями различных отраслей промышленности. Однако это обернется ростом числа изолированных энергосистем, где стоимость электроэнергии будет ниже, чем в системе централизованного электроснабжения. Сдерживая переход к распределенной энергетике, можно разрушить целостность и единство ЕЭС России.

Строительство предприятиями собственной генерации – это реакция на отсутствие рынка «покупателя» в электроэнергетике России. Очевидно, что снижение спроса и тем более отказ от систем централизованного электроснабжения противоречат интересам крупных генерирующих компаний и ПАО «Россети», что вынуждает их искать поддержки у регуляторов. Позиция регуляторов обусловлена структурой собственности субъектов электроэнергетики, где доминирующее положение имеет государство. Точные последствия такого развития событий трудно оценить, но велика вероятность потери прогнозируемости развития электроэнергетики России, даже в краткосрочной перспективе.

Следует придать процессу трансформации ЕЭС России управляемый характер, согласовав изменения «сверху» и «снизу», подчинив их общим целям – производство дешевой и чистой электроэнергии, а также повышение надежности и открытости систем электроснабжения. Для достижения указанных целей важная роль отводится ЛИЭС, интегрируемым в состав ЕЭС России, позволяющим получить значимые системные эффекты. Приоритет следует отдать коммунальным ЛИЭС, так как это дает возможность снизить негативное влияние перекрестного субсидирования и внерыночных надбавок при ценообразовании на ОРЭМ и РРЭМ.

Для достижения целей устойчивого развития и соответствия ESG стандартам, необходимы изменения институциональной среды, определяющей техническую,

экономическую и социальную политики в электроэнергетике. Трансформация ЕЭС России должна происходить в соответствии с энергетической трилеммой, что позволит поднять индекс России, принятый Мировым энергетическим советом.

Литература / References

1. Собственная генерация. URL: <https://energy-polis.ru/news/2676-sobstvennaya-generaciya-na-predpriyatii.html> (дата обращения: 03.10.2021). [Sobstvennaya Generaciya. (In Russ.)].
2. Мазурова О.В., Гальперова Е.В. Долгосрочные тенденции энергопотребления в основных секторах экономики // Энергия: экономика, техника, экология. 2018. № 11. С. 22-28. [Mazurova O.V., Galperova E.V. Long-term Trends in Energy Consumption in the Main Sectors of the Economy // Energy: Economics, Technology, Ecology. 2018. No. 11. P. 22-28. (In Russ.)].
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf (дата обращения: 10.10.2021). [Otchet o Funkcionirovanii EES Rossii v 2020 Godu. (In Russ.)].
4. Стенников В.А., Головищиков В.О. Современные проблемы и пути преобразования электроэнергетики России // Энергетик. 2020. № 6. С. 3-9. [Stennikov V.A., Golovshchikov V.O. Modern Problems and Ways of Transformation of the Electric Power Industry in Russia // Energetik. 2020. No. 6. P. 3-9. (In Russ.)].
5. Синяк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В., Колпаков А.Ю. Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы // Проблемы прогнозирования. 2013. № 1 (136). С. 4-21. [Sinyak Yu.V., Nekrasov A.S., Voronina S.A., Semikashev V.V., Kolpakov A.Yu. Fuel and Energy Complex of Russia: Opportunities and Prospects // Problems of Forecasting. 2013. No. 1(136). P. 4-21. (In Russ.)].
6. Усманова Т.К. Исаков Д.А. Тенденции формирования новой парадигмы и институциональных изменений в системе энергетики // Российский экономический интернет-журнал. 2018. № 4. 18 с. [Usmanova T.K. Isakov D.A. Trends in the Formation of a New Paradigm and Institutional Changes in the Energy System // Russian Economic Internet Journal. 2018. No. 4. 18 p. (In Russ.)].
7. Усманова Т.К. Исаков Д.А. Интеграция инновационных энергетических проектов с научными центрами в условиях интенсивного развития мировой экономики // Экономика. Бизнес. Банки. 2019. № 2 (29). С. 38-52. [Usmanova T.K. Isakov D.A. Integration of Innovative Energy Projects With Scientific Centers in the Conditions of Intensive Development of the World Economy // Economics. Business. Banks. 2019. No. 2 (29). P. 38-52. (In Russ.)].
8. Юдин Ю. Десять лет под знаком ДПМ // Энергетика без границ. 2020. № 1 (60). С. 8-13. [Yudin Y. Ten Years Under the DPM Sign // Energy Without Borders. 2020. No. 1 (60). P. 8-13. (In Russ.)].
9. Есяков С.Я., Лукин К.А., Стенников В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4 (55). С. 134-141. [Esyakov S.Ya., Lunin K.A., Stennikov V.A. Transformation of Electric Power Systems // Electricity. Transmission and Distribution. 2019. No. 4 (55). P. 134-141. (In Russ.)].
10. ВИЭ дешевет, но не расходятся. URL: <https://peretok.ru/articles/generation/24025/> (дата обращения: 07.03.2022). [VIE Desheveyut, no ne Raskhodyatsya. (In Russ.)].
11. Переход к новой цифровой архитектуре электросетевого комплекса // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 1 (46). С. 4-16. [Transition to a New Digital Architecture of the Power Grid Complex // Electricity. Transmission and Distribution. 2018. No. 1 (46). P. 4-16. (In Russ.)].
12. Sareen S. Digitalisation and social inclusion in multi-scalar smart energy transitions // Energy Research & Social Science. 2021. Vol. 81. 102251. DOI: 10.1016/j.erss. 2021. 102251. URL: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102251> (accessed 05.11.2021).
13. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике России. Международный бенчмаркинг. Аналитическое исследование. KPMG. URL: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ru/pdf/2020/07/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf> (дата обращения: 10.09.2021). [Perekrestnoe Subsidirovaniye v Elektroenergetike Rossii. Mezhdunarodnyj Benchmarking. Analiticheskoye Issledovaniye. KPMG. (In Russ.)].
14. Бюллетень социально-экономического кризиса в России. Динамика потребления электроэнергии как индикатор экономической активности URL: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/7945.pdf> (дата обращения: 05.11.2021). [Byulleten' Social'no-ekonomicheskogo Krizisa v Rossii. Dinamika Potrebleniya Elektroenergii kak Indikator Ekonomicheskoy Aktivnosti (In Russ.)].
15. Некрасов С.А. Построение прогноза электропотребления в России на основе инструментария теории техноценозов // Проблемы прогнозирования. 2021. № 3. С. 54-67. [Nekrasov S.A. Construction of a Forecast of Electricity Consumption in Russia on the Basis of the Toolkit of the Theory of Technoceneses // Problems Forecasting. 2021. No. 3. P. 54-67. (In Russ.)].
16. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4-17. [Filippov S.P., Dilman M.D., Ilyushin P.V. Distributed Generation and Sustainable Development of Regions // Teploenergetika. 2019. No. 12. P. 4-17. (In Russ.)].
17. Папков Б.В., Осокин В.Л., Куликов А.Л. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2018. № 4 (82). С. 119-131. [Papkov B.V., Osokin V.L., Kulikov A.L. On the Features of Small and Distributed Generation in the Intellectual Power Industry // Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University. 2018. No. 4 (82). P. 119-131. (In Russ.)].
18. Инновационная электроэнергетика – 21 / Под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушueva, Н.И. Вороная. М.: ИЦ «Энергия», 2017. 584 с. [Innovacionnaya Elektroenergetika – 21 / Pod red. V.M. Batenina, V.V. Bushueva, N.I. Voronaya. Moskva: IC «Energiya», 2017. 584 p. (In Russ.)].
19. Dougier N., Garambois P., Gomand J., Roucoules L. Multi-objective non-weighted optimization to explore new efficient design of electrical microgrids // Applied Energy. 2021. Vol. 304. 117758. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117758 URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117758> (accessed 28.10.2021).

20. Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России. URL: https://www.ntc-msk.ru/assets/upload/testimonials/Doklad_AEK_2020.pdf (дата обращения: 03.09.2021). [Активные Энергетические Комплексы – Первый Шаг к Промышленным Микрогридам в России. (In Russ.)].
21. Молодюк В.В. Математическая модель работы ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла // Энергетик. 2014. № 11. С. 12-16. [V.V. Molodyuk. Mathematical Model of CHP Operation on the Electricity and Heat Market // Energetik. 2014. No. 11. P. 12-16. (In Russ.)]
22. Дильман М.Д., Филиппов С.П. Требования к топливной эффективности перспективных когенерационных установок // Изв. РАН. Энергетика. 2017. № 5. С. 102-111. [Dilman M.D., Filippov S.P. Requirements for the fuel efficiency of promising cogeneration plants // Izv. RAS. Energy. 2017. No. 5. P. 102-111. (In Russ.)]
23. Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. Надежность объектов распределенной энергетики // Надежность и безопасность энергетики. 2021. № 1. С. 45-51. [Byk F.L., Myshkina L.S. Reliability of Objects of Distributed Energy // Reliability and Safety of Energy. 2021. No. 1. P. 45-51. (In Russ.)]
24. Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4. С. 70-80. [Ilyushin P.V. Prospective Directions of Development of Distribution Networks in the Integration of Local Intelligent Power Systems // Elektroenergiya. Transmission and Distribution. 2021. No. 4. P. 70-80. (In Russ.)]
25. Бык Ф. Л., Епифанцев А. В., Мышкина Л. С. Коммунальная энергетика, или «Размер имеет значение» // Бизнес. Образование. Право. 2021. № 4 (57). С. 260-265. [Byk F.L., Epifantsev A.V., Myshkina L.S. Communal Energy, or "Size Matters" // Business. Education. Right. 2021. No. 4 (57). P. 260-265 (In Russ.)]
26. Фишов А.Г., Ивкин Е.С., Гилев О.В., Какоша Ю.В. Режимы и автоматика минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЭЭС // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 3. С. 22-37. [Fishov A.G., Ivkin E.S., Gilev O.V., Kakosha Yu.V. Modes and Automation of Mini-grids Operating as Part of Distribution Electric Networks of the UES // Relay Protection and Automation. 2021. No. 3. P. 22-37. (In Russ.)]
27. Молодюк В.В., Исамухамедов Я.Ш., Баринов В.А. О разработке целевой модели (прототипа) mini/microgrid // Энергетик. 2021. № 9. С. 48-53. [Molodyuk V.V., Isamukhamedov Ya.Sh., Barinov V.A. On the Development of a Target Model (Prototype) Mini/Microgrid // Energetik. 2021. No. 9. P. 48-53. (In Russ.)]
28. Bieksa K., Zoniene A., Valiule V. Sustainable investment – a solution to reduce environmental footprint // Energies. 2021. 14 (11). No. 3104. DOI:10.3390/en14113104. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/11/3104/html> (accessed 19.10.2021).
29. Avramov D., Cheng S., Lioui A., Tarelli A. Sustainable investing with ESG rating uncertainty // Journal of Financial Economics. 2021. In Press DOI: 10.1016/j.jfineco.2021.09.009 URL: <https://doi.org/10.1016/j.jfineco.2021.09.009> (accessed 04.11.2021).



Статья поступила 30.12.2021. Статья принята к публикации 14.03.2022.

Для цитирования: Ф.Л. Бык, П.В. Илюшин, Л.С. Мышкина. Прогноз и концепция перехода к распределенной энергетике в России // Проблемы прогнозирования. 2022. № 4(193). С. 124-135.

DOI: 10.47711/0868-6351-193-124-135.

Summary

FORECAST AND CONCEPT FOR THE TRANSITION TO DISTRIBUTED GENERATION IN RUSSIA

F.L. BYK, Cand. Sci. (Tech.), Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

ORCID: 0000-0002-6878-9461

P.V. ILYUSHIN, Doct. Sci. (Tech.), The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ORCID: 0000-0002-5183-3040

L.S. MYSHKINA, Cand. Sci. (Tech.), Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

ORCID: 0000-0002-5121-4143

Abstract: The desire to increase the reliability of the Unified Energy System (UES) of Russia resulted in a decrease in the availability of electricity. At the same time, the cost of maintaining excess generation and network capacity was incumbent on electricity consumers. This led to the mass construction by consumers of their own distributed generation. The consideration of the volume of distributed generation will make it possible to reduce the nonmarket burden in pricing. The emergence of local public smart grids will reduce the negative impact of cross-subsidization. Changes in the institutional environment are required to make the transformation of the UES of Russia orderly and predictable.

Keywords: reliability and availability of electricity supply, local smart grid, distributed generation, decentralization, sustainable development.

Received 30.12.2021. Accepted 14.03.2022.

For citation: *F.L. Byk, P.V. Ilyushin, and L.S. Myshkina. Forecast and Concept for the Transition to Distributed Generation in Russia // Studies on Russian Economic Development. 2022. Vol. 33. No. 4. Pp. 440-446.*

DOI: 10.1134/S1075700722040025.