



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО МЕХАНИЗМА ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ

Тарифная политика в электросетевом комплексе как фактор инвестиционной привлекательности источников распределенной генерации в ЕЭС России

Веселов Ф. В., канд. экон. наук, Панкрушина Т. Г.

Институт энергетических исследований РАН, Москва

Золотова И. Ю.

Финансовый университет при Правительстве РФ, Москва

Рассмотрены вопросы эффективности развития источников распределенной генерации у потребителей в существующих условиях тарифного регулирования на розничном рынке и при прекращении перекрестного субсидирования в сетевых тарифах. Проведено сопоставление стоимости электроэнергии от источников распределенной генерации с уровнями существующих и экономически обоснованных розничных цен электроэнергии для разных категорий потребителей. Оценена чувствительность инвестиционных решений потребителей к изменению политики тарифного регулирования.

Ключевые слова: распределенная генерация, эффективность, розничная цена, сетевой тариф, потребители электроэнергии, инвестиции, перекрестное субсидирование.

Роль распределенной генерации в электроэнергетике России и факторы ее изменения

Исторически электроэнергетика России формировалась на основе высокой концентрации производства электрической и тепловой энергии, строительства крупных электростанций в сотни и тысячи мегаватт с последующим распределением электроэнергии через сеть множеству потребителей. В этих условиях доля небольших электростанций (мощностью 25 МВт и ниже), которые далее будем называть объектами распределенной генерации (РГ), в 2016 г., по данным Росстата, составляла 4,5 % (12 ГВт) от общего их количества по стране¹. Значительная часть объектов РГ (всего около 8,5 ГВт) работает в зонах автономного электроснабжения. В зоне ЕЭС России общая мощность объектов РГ (около 3,5 ГВт) равна 1,5 % от суммарной установленной мощности электростанций.

В отличие от многих стран в технологической структуре распределенной генерации в России доминируют не ВИЭ, а тепловые

(дизельные, газопоршневые, газотурбинные) электростанции небольшой мощности, зачастую — когенерационные установки. Это связано не только с ограниченной поддержкой возобновляемой энергетики, но и с объективными запросами потребителей в комбинированном электро- и теплоснабжении при высокой доле централизованного газоснабжения.

Несмотря на скромные масштабы, сектор распределенной энергетики растет довольно интенсивно. За 10 лет (с 2006 по 2016 г.) общая мощность электростанций РГ, подключенных к ЕЭС России, увеличилась на 1 ГВт, т. е. на 40 %, в то время как установленная мощность всех электростанций в ЕЭС выросла на 11 %. Именно поэтому вопросы оценки эффективных масштабов развития РГ становятся все более актуальными при разработке документов стратегического планирования разного уровня: от энергетической стратегии и генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до схем теплоснабжения населенных пунктов. Следует выделить два ключевых фактора, влияние которых может способствовать дальнейшему развитию распределенной генерации.

¹ Без учета электростанций на ВИЭ суммарной мощностью около 1,1 ГВт.

Первый фактор (энергетический) связан со снижением эффективности прежней схемы энергоснабжения в условиях радикального изменения объемов, отраслевой и территориальной структуры и режимов электропотребления, а особенно — теплотребления. Структурная перестройка экономики, технологическая трансформация в отраслях промышленности сопровождались заметным повышением энергоэффективности. За период с начала века (с 2000 г.) при относительном росте ВВП на 70 % спрос на электроэнергию увеличился всего на 25 %, а на централизованное теплоснабжение снизился более чем на 11 %. По сравнению с 1990 г. электропотребление только вернулось на прежний уровень, а централизованное теплотребление остается ниже почти на 40 %. В условиях низкой динамики спроса на электроэнергию и стагнации спроса на тепло инвестиционные решения на базе установок небольшой мощности и с более короткими сроками сооружения могут обеспечить лучшую, точечную адаптацию к изменению балансовой ситуации в отдельных энергорайонах и снизить риски избыточных и несвоевременных затрат на генерацию и электросетевой комплекс.

На региональном и муниципальном уровнях спрос на тепловую энергию существующих промышленных и других потребителей зачастую снижался еще сильнее (дажекратно), что обуславливает увеличение объема избыточных тепловых мощностей на ТЭЦ с соответствующей трансляцией затрат в тарифы потребителей. При этом растет спрос новых потребителей, расположенных вне зоны обслуживания действующих ТЭЦ. В контексте начинающейся программы обновления теплоэнергетики развитие небольших распределенных когенерационных источников при их оптимальном размещении по районам тепловых нагрузок может стать эффективной альтернативой проектам обновления крупных теплофикационных блоков с неизбежным сохранением на них избыточных мощностей.

Еще одним направлением развития РГ в сфере теплоснабжения является не менее масштабная реконструкция котельных, с переводом их в режим когенерации. Потенциал только этого направления оценивается в 60–70 ГВт [1]. Балансовая оценка предельных объемов развития распределенных когенерационных установок, выполненная в [2], предусматривает замещение ими выводимых по сроку эксплуатации крупных ТЭЦ, обеспечение всего прироста потребности в цен-

трализованном тепле и реконструкцию части котельных. Это около 67 ГВт к 2035 г. Очевидно, что экономически обоснованные объемы распространения РГ будут намного меньшими, учитывая локальные условия их конкурентоспособности относительно альтернативных вариантов электро- и теплоснабжения потребителей в конкретных населенных пунктах и энергорайонах.

Наличие или отсутствие этих условий в настоящее время, их изменение в перспективе определяются **вторым (экономическим) фактором**, влияющим на развитие РГ, который связан с существующей системой розничного ценообразования на электрическую и тепловую энергию. Экономический выбор потребителя между частичным или полным энергоснабжением от собственных источников зависит от альтернативной стоимости поставок через электрические и тепловые сети, а для нового потребителя — еще и от стоимости подключения к сетям.

Несмотря на проведенное масштабное реформирование в электроэнергетике и развитие конкурентной среды на оптовом рынке, розничные цены на электроэнергию в значительной мере (а цены на тепло — практически полностью) остаются зависимыми от решений регулирующих органов. При этом решающее значение имеют региональные особенности тарифного регулирования [3]. Эти решения, с одной стороны, отражают индивидуальную экономику сетевых компаний, а с другой — разную политику в части перекрестного субсидирования (ПС), которое нередко сильно искажает розничные цены для разных групп потребителей относительно их экономически обоснованного уровня [4].

На примере нескольких регионов Центральной России исследовано влияние наиболее крупной составляющей розничных цен электроэнергии — тарифов на услуги по передаче электроэнергии — на конкурентоспособность РГ для промышленных и коммерческих потребителей. Данная задача рассматривается для существующих промышленных и коммерческих потребителей, для которых стоит вопрос о переходе на собственное энергоснабжение (при сохранении связи с энергосистемой), однако не стоит вопрос о возможности и стоимости подключения к энергосистеме.

Оценка стоимости электроэнергии от распределенных источников

Решение потребителя в пользу собственного источника энергоснабжения определяется многими условиями и ограничениями. Одни из них связаны с возможностями физической реализации проекта (например, наличие ограничений по поставкам газа, площадки для размещения объекта, компетенций по управлению и обслуживанию нового производства, доступность средств для финансирования проекта и т. п.). Однако в основе инвестиционного решения лежит оценка коммерческого эффекта по сравнению с традиционной покупкой электроэнергии и тепла на розничном рынке.

Инвестиции потребителя в собственную генерацию, как правило, требуют отвлечения финансовых ресурсов, которые могли бы быть использованы в его основном бизнесе. Поэтому оценка коммерческого эффекта должна быть выполнена, исходя из условий окупаемости вложений в РГ за счет экономии затрат на энергоснабжение. Минимальные условия окупаемости могут быть определены на основе традиционной методологии расчета удельной дисконтированной стоимости электроэнергии (LCOE)².

Традиционно при разработке энергетических стратегий и иных документов, формирующих политику государства в энергетике, развитие энергосистемы рассматривается с точки зрения общественной эффективности. Соответственно используемый при этом показатель LCOE включает в себя только прямые материальные затраты: капитальные, топливные и эксплуатационные расходы, включая заработную плату [5, 6].

Корректная оценка конкурентоспособности инвестиционных проектов РГ, реализуемых в условиях розничного рынка, должна ориентироваться на требования не общественной, а коммерческой эффективности инвестиций. Поэтому при расчете LCOE помимо прямых материальных затрат необходимо учитывать основные финансовые и налоговые расходы инвестора, реальную доходность и сроки окупаемости инвестируемого капитала. Такой методический подход распространен в практике корпоративного планирования, в частности, в США [7, 8]. Общая формула расчета при допущении о неизменных в реальном выражении цены топлива,

условно-постоянных затратах и постоянном годовом отпуске электроэнергии может быть представлена в виде:

$$\text{LCOE} = [F + OM + PT + \bar{K} \cdot A / (1 - \text{Tax})] / \bar{W}, \quad (1)$$

где F и OM — ежегодные топливные и условно-постоянные эксплуатационные затраты; PT — ежегодные налоговые платежи, кроме налога на прибыль (прежде всего — налог на имущество); Tax — ставка налога на прибыль; \bar{W} — годовой отпуск электроэнергии; \bar{K} — дисконтированные капиталовложения (K_t) с учетом их распределения по годам за срок строительства (T_{constr}):

$$\bar{K} = \sum_{t=-T_{\text{constr}}}^0 K_t / (1 + \text{WACC})^t; \quad (2)$$

WACC — средневзвешенная стоимость инвестированного капитала; A — коэффициент аннуитета, обеспечивающий постоянные по значению ежегодные платежи для возврата первоначальных инвестиций в течение заданного срока окупаемости (T_{payback}), меньшего, чем жизненный цикл объекта; данный постоянный во времени платеж рассчитывается по формуле, аналогичной используемой при выдаче банковских кредитов:

$$A = 1 / \sum_{t=1}^{T_{\text{payback}}} 1 / (1 + \text{WACC})^t. \quad (3)$$

Наличие второго продукта (тепла) позволяет улучшить конкурентоспособность проектов РГ на розничном рынке электроэнергии, поскольку суммарные затраты частично компенсируются экономией от покупки тепла:

$$\text{LCOE} = (F + OM + PT + \bar{K} \cdot A / (1 - \text{Tax}) - P_{\text{heat}} \cdot Q) / \bar{W}, \quad (4)$$

где P_{heat} — цена тепла на местном рынке; Q — количество тепла, получаемого потребителем от собственного источника.

Для оценки эффективности инвестиционных решений по переходу на источники распределенной генерации для разных групп потребителей были рассчитаны показатели LCOE при различных типах оборудования на газе: газовых турбинах (ГТУ) и газопоршневых агрегатах (ГПА). При этом рассмотрен широкий диапазон единичной мощности установок: от десятков киловатт до нескольких мегаватт (табл. 1). Расчеты выполнены при существующем уровне цен на газ для регионов Центральной России (около 5000 руб/т у.т),

² Англ. — levelized cost of electricity.

Таблица 1

Основные характеристики объектов РГ	ГПА			ГТУ		
Единичная мощность, МВт	0,06 – 0,2	1	6	0,2	1	6 – 12
Удельные капиталовложения, долл/кВт	1230 – 1910	750 – 940	520 – 650	1530 – 1840	1100 – 1320	660 – 910
КПД, %	32 – 40	41 – 42	42 – 44	29 – 31	30 – 32	31 – 33
LCOE, руб/(кВт·ч)	6,9 – 10,3	4,8 – 5,6	3,8 – 4,3	7,6 – 8,7	5,9 – 6,8	4,3 – 5,2

средневзвешенной стоимости капитала 10 % и режиме использования мощности РГ в соответствии с предполагаемым не очень плотным профилем нагрузки у потребителя (5500 ч в год). С учетом сложившейся практики сдерживания роста цен на газ (не выше инфляции) данные оценки останутся актуальными, как минимум, в среднесрочной перспективе.

Анализ технико-экономических показателей рассмотренных типов РГ показывает, что в диапазоне малых единичных мощностей эффект масштаба остается достаточно сильным, особенно это заметно для установок мощностью ниже 1 МВт. Одновременно с ростом удельных капиталовложений в установки меньшей единичной мощности снижается их КПД (особенно для газопоршневых установок). Еще одна важная специфика исходных данных — высокая неопределенность удельной стоимости оборудования для установок одного класса мощности. Это связано с большими различиями в комплектности поставки и объеме проектных строительных работ в общей стоимости электростанции. Немаловажную роль играет и то, что оборудование многих типов пока импортируется, а изменения курса вносят дополнительную и существенную неопределенность. Успешное импортозамещение при высокой координации энергетической и промышленной политики может снизить удельные капиталовложения в данные энергоустановки, однако степень такого удешевления напрямую зависит и от масштабности (серийности) производства.

Полученные расчетные значения стоимости электроэнергии от объектов РГ показывают, что для каждого класса мощности существует достаточно широкий диапазон LCOE. Для наиболее мелких электростанций (до сотен киловатт) необходимая цена электроэнергии составляет 6,9 – 10,3 руб/(кВт·ч). Для электростанций с установками около 1 МВт этот диапазон будет примерно на 30 – 35 %

ниже и составит 4,8 – 6,8 руб/(кВт·ч). Для более крупных установок (выше 5 МВт) стоимость электроэнергии будет еще на 25 – 30 % ниже — около 3,8 – 5,2 руб/(кВт·ч).

Анализ различий в структуре цены электроэнергии с учетом экономически обоснованных сетевых тарифов

В соответствии с действующими правилами стоимость поставки электроэнергии для потребителей розничного рынка (кроме населения) формируется в виде суммы нескольких составляющих:

покупки на оптовом рынке электроэнергии по спотовой цене и покупки мощности по смешанной конкурентно-тарифной модели ценообразования;

регулируемых государством тарифов на услуги по передаче электроэнергии и платы за услуги системного и коммерческого операторов;

сбытовой надбавки, которая для гарантирующих поставщиков также регулируется государством.

Розничные цены на электроэнергию для населения полностью подлежат государственному регулированию: соответствующими решениями органов исполнительной власти утверждаются не только розничные цены для данной категории потребителей, но и их отдельные составляющие, включая стоимость покупки электроэнергии и мощности на оптовом рынке.

Тарифы на услуги электросетевых организаций по передаче электроэнергии играют основную роль в структуре розничной цены. В каждом регионе их значения устанавливаются региональными регуляторами (РЭК) по 4 группам в соответствии с уровнями напряжения: высокое (ВН), 1-е среднее (СН-1), 2-е среднее (СН-2) и низкое (НН). При этом применяется так называемый “котловой” принцип ценообразования, обеспечивающий равенство тарифов для потребите-

лей, присоединенных на одном и том же уровне напряжения, вне зависимости от вида экономической деятельности данного потребителя и его организационно-правовой формы.

По данным Совета рынка, в среднем по России доля сетевого тарифа в цене поставки электроэнергии для потребителей СН-2 в конце 2017 г. составила 54 %, а для более мелких потребителей (НН) — 57 %. Таким образом, стоимость электроэнергии для большинства небольших потребителей как минимум удваивается по сравнению с затратами на ее покупку на оптовом рынке. Для новых потребителей, кроме этого, требуется дополнительная оплата услуг по технологическому присоединению к энергосистеме.

Распределение потребителей по тарифным группам зависит от мощности энергопринимающих установок. Как правило, крупные промышленные предприятия относятся к потребителям категорий ВН и СН-2, непромышленные и сельскохозяйственные потребители, а также транспортная инфраструктура — к СН-1. Энергоснабжение населения и отдельных бюджетных и коммерческих потребителей осуществляется на низком уровне напряжения.

Исходя из экономической логики, значение сетевого тарифа должно заметно расти по мере понижения уровня напряжения сети, к которой подключен потребитель. Однако регулятор с целью балансирования экономических и социальных последствий тарифных решений нередко изменяет экономически обоснованное распределение затрат, приходящихся на разные категории потребителей. В России такое явление перекрестного субсидирования нацелено на снижение стоимости электроэнергии для населения. По существующим оценкам, в настоящее время объем ПС в целом по России составляет 283 млрд руб. без НДС в год (20 % от суммарной стоимо-

сти услуг по передаче и распределению электроэнергии).

Из-за региональных особенностей в структуре и протяженности электрических сетей, их функционировании в отдельных регионах, а также специфики местных регуляторных решений стоимость услуг по передаче электроэнергии довольно сильно различается для потребителей, расположенных в разных административных субъектах России, но подключенных на одном уровне напряжения. Еще более существенно (даже кратно) различаются сетевые тарифы для населения и прочих потребителей низкого напряжения. Поскольку население подключается к сети на низком напряжении, то, исходя из экономической логики, тарифы на услуги по передаче электроэнергии для него должны быть равными тарифам для прочих потребителей, подключенных на этом уровне напряжения. Однако, как видно на примере нескольких регионов Центральной России, фактически соответствующие тарифы для населения на 30 – 70 % ниже тарифов для прочих потребителей, подключенных на низком напряжении. В табл. 2 показана дифференциация тарифов на услуги по передаче электроэнергии (ЭЭ) в 2017 г., руб/(кВт·ч).

Различия в уровнях сетевых тарифов определяют и разницу в уровнях розничных цен электроэнергии для населения и прочих (промышленных и коммерческих) потребителей, т. е. с учетом оптовой цены, тарифов системного и коммерческого операторов и сбытовой надбавки. Анализ ситуации в нескольких регионах Центральной России показывает общую тенденцию в стране: по сравнению со средней розничной ценой электроэнергии для промышленных предприятий (включая крупные) цена для населения остается заметно (до 40 %) более низкой.

Таблица 2

Регион	Тариф на услуги по передаче ЭЭ для населения, руб/(кВт·ч)	Тариф на услуги по передаче ЭЭ для прочих потребителей, руб/(кВт·ч)			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Белгородская область	1,64	1,80	2,24	1,86	2,66
Ивановская область	1,50	1,49	2,00	3,28	4,15
Калужская область	2,11	1,76	2,48	2,74	3,51
Липецкая область	1,31	1,54	2,76	2,93	4,06
Рязанская область	1,95	1,25	2,16	2,35	2,71
Тамбовская область	1,61	2,32	2,47	2,61	3,13

Таблица 3

Страна, регион	Цена ЭЭ для промышленности, руб/(кВт·ч)			Цена ЭЭ для населения, руб/(кВт·ч)		
	При действующем регулировании	Без ПС	Изменение цены, %	При действующем регулировании	Без ПС	Изменение цены, %
Россия	3,00	2,69	- 10	2,36	4,09	73
Ивановская область	3,71	2,95	- 21	2,64	5,11	94
Калужская область	3,85	3,45	- 10	2,56	4,63	81
Липецкая область	2,81	2,51	- 11	2,06	5,25	155
Рязанская область	3,51	3,35	- 5	2,90	3,85	33
Тамбовская область	3,87	3,29	- 15	2,29	4,34	90

С учетом неодинакового уровня ПС при формировании сетевых тарифов отказ от него приведет к различному масштабу изменений в розничных ценах электроэнергии для населения и прочих потребителей при переходе к экономически обоснованному тарифному профилю [4]. Оценки, сделанные по ряду регионов для условий 2017 г., показывают, что при одномоментной ликвидации ПС общей тенденцией является рост цены электроэнергии для населения в 1,3 – 2,5 раза при снижении цен для прочих потребителей на 5 – 20 %. В табл. 3 приведена характеристика региональных различий в розничных ценах на электроэнергию для промышленности и населения и их изменений при отказе от перекрестного субсидирования, руб/(кВт·ч). В целом же по России цены на электроэнергию для населения при экономически обоснованном тарифном регулировании должны увеличиться в 1,7 раза при соответствующем снижении цен для прочих потребителей на 10 %. Приведенные оценки по росту розничных цен на электроэнергию для населения учитывают только ликвидацию ПС, “заложенного” в сетевых тарифах. Помимо этого, аналогичный механизм применяется и при формировании регулируемых цен на электрическую энергию и мощность на оптовом рынке в объеме поставок населению. Отказ от него приведет к дополнительному росту розничных тарифов для населения.

Более подробные модельные расчеты по изменению профиля розничных цен для потребителей, присоединённых на разных уровнях напряжения, были выполнены для нескольких регионов Центральной России с различным уровнем перекрестного субсидирования. В табл. 4 показано изменение тарифного профиля для розничных потреби-

телей электроэнергии по различным уровням напряжения при отказе от перекрестного субсидирования (одномоментная ликвидация), руб/(кВт·ч). При этом принимались во внимание текущие уровни розничных цен по уровням напряжения и оценивалось их изменение при переходе к экономически обоснованному регулированию с полным отказом от ПС. Анализ результатов показывает, что в большинстве случаев наиболее значимый эффект при этом ощутят промышленные потребители, присоединенные на уровнях ВН и СН-2, для которых вопрос стоимости электроэнергии нередко является критическим с точки зрения конкурентоспособности их основной продукции. В зависимости от структуры электропотребления в регионах (соотношения промышленной, коммерческой и коммунальной нагрузки) рост цен для населения может различаться от более чем 2-кратного до сравнительно небольшого (порядка 30 %).

Оценка изменений условий эффективности развития РГ при снижении перекрестного субсидирования в электроэнергетике

Рассмотренные региональные особенности тарифного регулирования, существующие уровни розничных цен электроэнергии для разных категорий потребителей сильно влияют на целесообразность их перехода (полностью или частично) на собственные источники генерации или сохранения в полном объеме энергоснабжения из сети [9].

Сравнение фактических розничных цен и расчетных значений LCOE для газотурбинных и газопоршневых электростанций нескольких районов Центральной России с сопоставимым уровнем цен газа показывает (рис. 1), что при

Таблица 4

Регион	ВН	СН-1	СН-2	НН (население)
Ивановская область:				
текущий тарифный профиль	3,49	4,00	5,28	2,64
с учетом ликвидации ПС	2,68	3,30	4,09	5,11
то же, % от текущего	- 23	- 18	- 23	94
Калужская область:				
текущий тарифный профиль	3,76	4,48	4,74	2,56
с учетом ликвидации ПС	3,28	4,06	4,30	4,63
то же, % от текущего	- 13	- 9	- 9	81
Липецкая область:				
текущий тарифный профиль	2,69	3,91	4,08	2,06
с учетом ликвидации ПС	2,47	3,72	3,82	5,25
то же, % от текущего	- 8	- 5	- 6	155
Рязанская область:				
текущий тарифный профиль	3,25	4,16	4,35	2,90
с учетом ликвидации ПС	2,99	3,75	3,83	3,85
то же, % от текущего	- 8	- 10	- 12	33
Тамбовская область:				
текущий тарифный профиль	3,82	3,97	4,11	2,29
с учетом ликвидации ПС	3,27	3,65	3,83	4,34
то же, % от текущего	- 14	- 8	- 7	90

существующих условиях развитие крупных объектов РГ (несколько мегаватт) эффективно для потребителей уровней СН-1 и СН-2 в большинстве рассмотренных регионов. Для потребителей уровня ВН использование этих источников находится на границе эффективности в сравнении с розничной ценой. Применение РГ меньшей единичной мощности имеет меньшую зону эффективности — для потребителей СН-2 в регионах с наибольшими регуляторными искажениями розничных цен за счет перекрестного субсидирования. Для населения при существующей низкой цене электроэнергии поставки из сети безальтернативно более предпочтительны.

Аналогичное сравнение с расчетным уровнем розничных цен при ликвидации ПС и существенном снижении сетевого тарифа для прочих потребителей (кроме населения) показывает заметные изменения в конкурентоспособности РГ (рис. 2). В частности, для потребителей уровня ВН во всех рассмотренных регионах при снижении розничной цены исчезают стимулы к развитию РГ даже на базе наиболее крупных блоков. Для потребителей СН-1 и СН-2 эффективность строительства электростанций с блоками в не-

сколько мегаватт сохраняется, хотя она ближе к нижней границе конкурентоспособности. Источники РГ с меньшими единичными мощностями (около 1 МВт) теряют привлекательность для потребителей СН-2, однако становятся эффективным решением в коммунальном секторе с учетом заметного увеличения розничных цен для населения. Вместе с тем источники РГ еще более малой мощности (десятки и сотни киловатт) остаются слишком дорогой альтернативой поставкам из сети даже после ликвидации перекрестного субсидирования. Наиболее вероятной областью их применения является энергоснабжение новых потребителей, когда РГ позволяет избежать дополнительных затрат на подключение.

Необходимо отметить, что представленные примеры оценки изменения зон эффективного использования РГ разными типами существующих потребителей зависят не только от масштабов регуляторных искажений тарифного профиля в конкретных регионах. При появлении критической массы потребителей, строящих собственные электростанции, но сохраняющих при этом физическую связь с энергосистемой, неизбежно встанет вопрос о

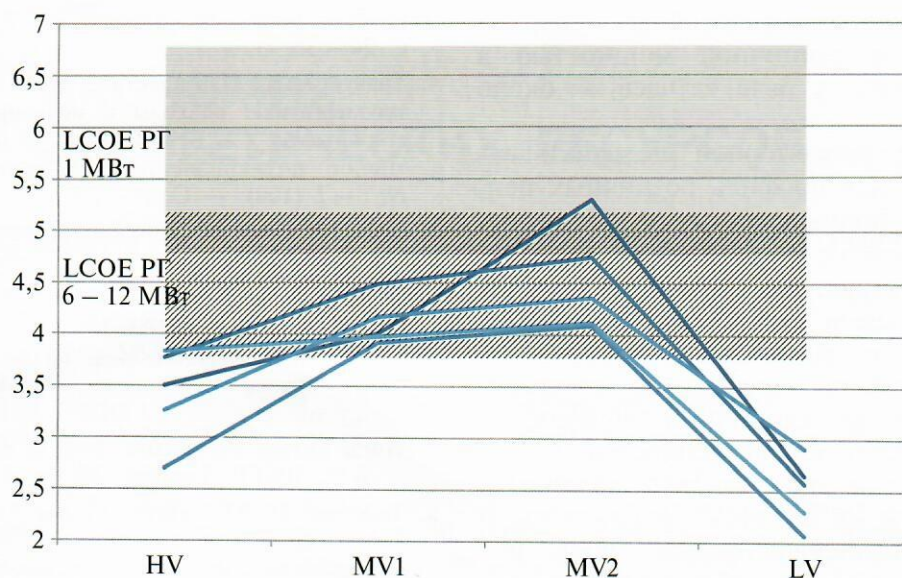


Рис. 1. Зоны конкурентоспособности для разных классов источников РГ при существующем профиле розничных цен

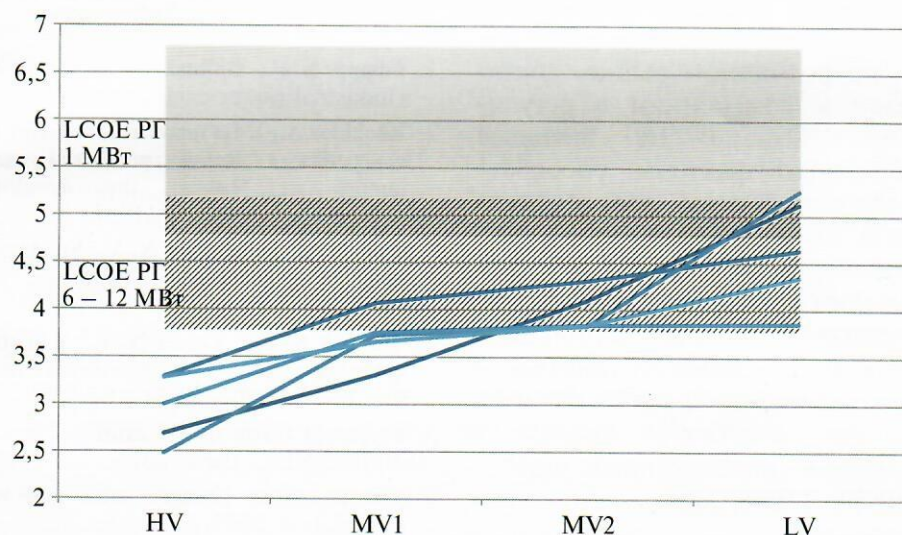


Рис. 2. Зоны конкурентоспособности для разных классов источников РГ при экономически обоснованном профиле розничных цен (при ликвидации ПС в сетевых тарифах)

нормативном регулировании стоимости сохранения такой связи, например, в виде платы за резерв сетевых мощностей. Исходя из присоединенной мощности потребителя, введение этой платы является справедливым механизмом, препятствующим возникновению новых видов перекрестного субсидирования (между активными потребителями, развивающими собственные генерирующие мощности, и прочими, “пассивными” потребителями). Размер такой платы, ее однородность по разным типам потребителей — это предмет будущих исследований и обоснований. Однако возникающее при этом неизбежное удорожание проектов РГ станет дополнительным фактором, потенциально сдерживающим рост

нового технологического сегмента энергосистемы.

Выводы

1. Стратегическая оценка перспектив структурной перестройки электроэнергетики России в пользу доли распределенной генерации в составе мощностей должна, безусловно, учитывать существующие искажения в профиле розничных цен, связанные с регуляторной политикой по сдерживанию уровня цен для населения. В результате в ряде случаев эффективность РГ является “искусственной”, особенно для существующих промышленных потребителей, подключенных на высоком и среднем напряжениях. При этом,

как правило, конкурентоспособными оказываются установки единичной мощностью в несколько мегаватт, в ряде случаев — около 1 МВт.

2. Изменение регуляторной политики существенно поменяет профиль розничных цен, снижая их для промышленных и коммерческих потребителей от 5 до 20 % и более, в зависимости от структуры электропотребления в регионе и объемов перекрестного субсидирования. При этом во многих регионах снизится эффективность перехода на собственную генерацию (с единичной мощностью несколько мегаватт) для потребителей на высоком напряжении и несколько ухудшится для потребителей на среднем напряжении. В то же время из-за существенного роста цен для населения вырастет эффективность использования более мелких установок (до 1 МВт) для энергоснабжения в коммунальном секторе.

3. Экономический потенциал РГ, конкурентоспособного на розничном рынке, достаточно чувствителен к изменениям в регуляторной политике. Однако не меньшее влияние будут оказывать факторы, способствующие снижению стоимости электроэнергии, производимой на электростанциях у потребителей. Самым важным из них является уменьшение стоимости оборудования, которое потребует активной промышленной политики по локализации его производства, а также реализации ценового эффекта от масштабов производства.

Список литературы

1. Филиппов, С. П. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных / С. П. Филиппов, М. Д. Дильман // Промышленная энергетика. — 2014. — № 4. — С. 7 – 11.
2. Хохлов, А. Распределенная энергетика в России: потенциал развития / А. Хохлов, Ю. Мельников, Ф. Веселов и др. — Энергетический центр МШУ Сколково, 2017.
3. Трачук, А. В. Технологии распределенной генерации: эмпирические оценки факторов применения / А. В. Трачук, Н. В. Линдер // Стратегические реше-

ния и риск-менеджмент. — 2018. — № 1. — С. 24 – 35.

4. Трачук, А. В. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: подходы к моделированию снижения его объемов / А. В. Трачук, Н. В. Линдер // Эффективное антикризисное управление. — 2017. — № 1 – 2 (100). — С. 24 – 35.
5. *Projected Costs of Generating Electricity* // IEA/NEA. Paris. 2015.
6. *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025* // IRENA. 2016.
7. *Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plants Performance. Quality guidelines for energy system studies* // DOE/NETL-2011/1455. 2011.
8. *World Energy Perspective. Cost of Energy Technologies* // WEC/BNFF, London. 2013.
9. Золотова, И. Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: эмпирический анализ, оценка эффективности собственной генерации / И. Ю. Золотова // Эффективное антикризисное управление. — 2017. — № 3 (101). — С. 70 – 77.

References

1. *Filippov S. P., Dil'man M. D. Promyshlennaya energetika (Industrial power engineering)*, 2014, No. 4, pp. 7 – 11.
2. *Khokhlov A., Mel'nikov Yu., Veselov F. Raspredelennaya energetika v Rossii: potentsial razvitiya (Distributed energy in Russia: the development potential)*, Energeticheskii tsentr MShU Skolkovo, 2017.
3. *Trachuk A. V., Linder N. V. Strategicheskie resheniya i risk — menedzhment (Strategic decisions and risk management)*, 2018, No. 1, pp. 24 – 35.
4. *Trachuk A. V., Linder N. V. Effektivnoe antikrizisnoe upravlenie (Effective anti-crisis management)*, 2017, No. 1 – 2 (100), pp. 24 – 35.
5. *Projected Costs of Generating Electricity*, 2015 Edition // IEA/NEA, Paris. 2015.
6. *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025* // IRENA. 2016.
7. *Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plants Performance. Quality guidelines for energy system studies* // DOE/NETL-2011/1455. 2011.
8. *WEC/BNEF. World Energy Perspective. Cost of Energy Technologies*. UK // London. 2013.
9. *Zolotova I. Yu. Effektivnoe antikrizisnoe upravlenie (Effective anti-crisis management)*, 2017, No. 3 (101), pp. 70 – 77.

info@eriras.ru

Tariff policy of the integrated power grid as a factor of investment attractiveness of the sources of distributed generation in the UES of Russia

Veselov F. V., Pankrushina T. G., Zolotova I. Yu.

The issues regarding the efficiency of using sources of distributed generation by the consumers in existing conditions of tariff regulation in the retail market and termination of cross-subsidization in network tariffs are considered. A comparison between the cost of electricity from distributed generation sources and the levels of existing and economically sound retail prices of electricity for different categories of consumers is carried out. The sensitivity of consumer investment decisions to changes in the policy of tariff regulation is evaluated.

Keywords: distributed generation, efficiency, retail price, network tariff, electric power consumers, investments, cross-subsidization.