УДК 620.9

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ МИКРОГЕНЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Т. С. Габдерахманова*, О. С. Попель

Представлено академиком РАН В.Е. Фортовым 21.03.2019 г.

Поступило 22.03.2019 г.

Представлены результаты оценки экономической целесообразности владения фотоэлектрическими системами (ФЭС) микрогенерации по критерию стоимости потреблённой энергии. Оценка выполнена на основе результатов имитационного моделирования ФЭС нескольких конфигураций — без аккумулятирования, с накопителем электрической энергии и с накопителем тепловой энергии — в условиях нескольких перспективных регионов России с учетом формирующихся в настоящее время регулятивных норм и механизмов поддержки развития микрогенерации. Показано, что при определенных условиях солнечная микрогенерация может быть конкурентоспособной в ряде изолированных энергорайонов и некоторых неценовых зонах энергетического рынка, в частности, на территории Республики Саха (Якутия), в то время как в ценовых зонах энергетического рынка владение ФЭС микрогенерации экономически нецелесообразно ни для одного из рассмотренных схемных решений.

Ключевые слова: электроснабжение, распределённые энергетические системы, микрогенерация, фотоэлектрические станции, фотоэлектрические модули, технико-экономическая оценка, стоимость электроэнергии.

DOI: <https://doi.org/10.31857/S0869-56524865543-546>

Сегодня мощность фотоэлектрических станций, действующих в мире, превысила 500 ГВт, причём более 70% всей вырабатываемой фотоэлектрическими установками энергии в европейских странах генерируется так называемыми просьюмерами — одновременно производителями и потребителями энергии [1]. Развитие микрогенерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) признано важным также и в России, где значительные территории страны обладают высоким потенциалом солнечной энергии [2], а ряд районов находится вне систем централизованного энергоснабжения и обеспечивается энергией путём завоза дорогого дизельного топлива.

Разработанный проект изменений в Федеральный закон “Об электроэнергетике” [3], направленный на стимулирование развития микрогенерации, предусматривает введение обязательств для гарантирующего поставщика по приобретению электрической энергии (ЭЭ), выработанной с использованием объ-

ектов микрогенерации на основе ВИЭ мощностью до 15 кВт, установленных у потребителя, исключение налоговых обязательств у физических лиц, осуществляющих операции по реализации ЭЭ, выработанной объектами микрогенерации на ВИЭ, упрощение порядка технологического присоединения и договорных отношений для потребителей — владельцев объектов микрогенерации.

При этом ясно, что реальные масштабы практического использования солнечной микрогенерации в районах с благоприятными для этого климатическими условиями будут определяться её экономической привлекательностью, зависящей от тарифных условий, определяющих величину розничной и сбытовой цены на электроэнергию в конкретных субъектах РФ с учётом их принадлежности к ценовой (ЦЗ), неценовой (НЗ) зонам оптового рынка ЭЭ и мощности (ОРЭЭМ) или к территориям, не объединённым в Единую национальную энергетическую сеть (технологически изолированным энергорайонам РФ (ИЭ)).

Ниже приведены результаты оценки энергетической эффективности и экономической привлекательности систем солнечной микрогенерации,

Объединенный институт высоких температур
Российской Академии наук, Москва

*E-mail: t.gabderakhmanova@gmail.com

а также обоснования районов страны и оптимальных технических решений для практического использования фотоэлектрических систем (ФЭС) микрогенерации.

Рассмотрены ФЭС индивидуальных потребителей с двусторонней связью с электрической сетью трёх конфигураций:

1) без аккумулирования энергии. Выбатываемая ФЭС энергия в первую очередь направляется на покрытие электрической нагрузки потребителя, излишки выработанной энергии передаются в сеть;

2) с аккумулированием электрической энергии. Излишки после покрытия электрической нагрузки энергии направляются прежде всего в систему накопления электрической энергии (НЭЭ), расположенную у потребителя, затем — в сеть;

3) с аккумулированием тепловой энергии. Излишки после покрытия электрической нагрузки энергии направляются в водонагреватель, обеспечивающий горячее водоснабжение (ГВС) потребителя, затем — в сеть.

Для расчёта энергобалансов систем в условиях различных перспективных регионов России разработаны динамические имитационные модели в среде моделирования TRNSYS [4]. Для верификации моделей и их обеспечения необходимыми параметрическими данными, включая учёт особенностей работы НЭЭ, использовались результаты длительного мониторинга экспериментальной ФЭС аккумуляторного типа [5].

В качестве базового объекта-просьюмера рассмотрен индивидуальный жилой дом с суммарной годовой электрической нагрузкой 5,5 МВт·ч и суточной нагрузкой ГВС 200 л/день. Профили электрической нагрузки построены на основе данных OPeNtE [6], нагрузки ГВС — на основе данных [7].

Моделирование и расчётные исследования выполнены для пяти географических местоположений, характеризующихся высоким солнечным ресурсом (более 1,3 МВт·ч/м² в год) [2] и относящихся к различным тарифным зонам, с использованием характерных для них исходных климатических и тарифных данных. К ним относятся Волгоградская и Читинская области, находящиеся в ЦЗ ОРЭМ, районы Якутии и Дальнего Востока из НЗ ОРЭМ, районы Якутии и Сахалина — из ИЭ.

Результаты динамического моделирования использовались для расчёта следующих интегральных показателей энергетической эффективности: годового коэффициента самопотребления $K_{сп}$, равного доле произведённой ФЭС за год энергии, потреб-

лённой локально, и годового коэффициента самодостаточности $K_{сд}$, равного доле покрытия годовой электрической нагрузки за счёт собственной генерации.

Дополнительно для системы, содержащей накопитель тепловой энергии, рассчитывался коэффициент покрытия нагрузки ГВС за счёт микрогенерации $K_{сд\_гвс}$.

При моделировании с целью выбора оптимального состава оборудования ФЭС анализировалась также чувствительность $K_{сп}$, $K_{сд}$, $K_{сд\_гвс}$ к изменению ёмкости накопителей энергии и мощности ФЭС.

Экономическая оценка выполнена с использованием метода аннуитета, описывающего ежегодные платежи в течение всего инвестиционного периода.

В качестве показателя экономической эффективности систем принята средняя за 20 лет стоимость потребляемой просьюмером электроэнергии P_{consi} , учитывающая три составляющих: инвестиционные затраты на установку C_{ini} (руб.), затраты на покупку недостающей для покрытия электрической нагрузки ЭЭ из сети C_{gi} (руб.) и доходы от продажи избытков ЭЭ в сеть R_i (руб.):

$$P_{consi} = \frac{C_{ini} + C_{gi} + R_i}{E_l}, \quad (1)$$

где E_l — годовое электропотребление (кВт·ч), индекс i указывает на вариант конфигурации системы.

Принято, что ФЭС заданной конфигурации является экономически привлекательной, если p_{cons} равна или ниже средней розничной цены на электроэнергию в течение всего срока эксплуатации систем p_g :

$$\frac{P_{cons}}{p_g} \leq 1. \quad (2)$$

Размер ежегодных инвестиционных затрат на системы 1), 2) и 3) определяются инвестиционными затратами на их основные составляющие и в общем случае равны

$$C_{ini} = I_j \cdot P_j \cdot (a_j + o_j), \quad (3)$$

где a_i — коэффициент аннуитета инвестиций, o_i — ежегодные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования, нормализованные на соответствующие инвестиционные затраты, I_j — удельная стоимость оборудования, P_j — установленная мощность/энергоёмкость/объём бака (j — индекс, характеризующий принадлежность к фото-

электрическим преобразователям ($j = pv$), НЭЭ ($j = bat$), водонагревателю ($j = t$)).

Коэффициент аннуитета a определяется процентной ставкой r и длительностью инвестиционного периода n и рассчитывается как

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}. \quad (4)$$

Средние годовые затраты на покупку электроэнергии из сети C_{gi} рассчитываются по средним за 20 лет розничным ценам ЭЭ p_g :

$$C_{gi} = p_g \cdot E_l \cdot (1 - K_{кли}). \quad (5)$$

При расчёте C_{g3} для системы 3) (с электроводонагревателем) также учитывается сокращение потребления базового источника энергии (ЭЭ) на нагрев воды за счёт использования ФЭС.

Доходы от продажи в сеть ЭЭ, генерируемой ФЭС, R_i , рассчитываются на основе тарифа на продажу энергии, произведённой объектом микрогенерации p_{pv} , среднегодовой выработки ФЭС E_{pv} , а также коэффициента самопотребления $K_{спл}$:

$$R_i = p_{pv} \cdot E_{pv} \cdot (1 - K_{спл}). \quad (6)$$

Продолжительность жизненного цикла проекта принята равной 20 годам, при этом расчётный срок службы фотоэлектрических модулей (ФЭМ) и водонагревателя составляет 20 лет, НЭЭ — 10 лет. Процентная ставка $r = 5\%$ [8].

Стоимость оборудования определялась на основе текущих розничных цен [9]. Удельные инвестиции в оборудование ФЭС микрогенерации в базовом варианте приняты равными: в генерирующую часть ФЭС (массив ФЭМ, инверторное оборудование, сопутствующее оборудование) I_{pv} — 83 000 руб./кВт_{пик}, в НЭЭ (свинцово-кислотный) I_{bat} — 25 000 руб./кВт·ч, в модернизацию системы ГВС I_t — 15 000 руб./100 л.

Ежегодные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание ФЭМ и накопителей электрической и тепловой энергии составляют 1,5% от соответствующих инвестиционных затрат.

Ежегодный темп роста цен на ЭЭ принят равным 4% [10]. Расчётные средние за 20 лет тарифы на ЭЭ (с учётом ежегодного роста) для каждого региона представлены в табл. 1.

В ходе экономического анализа помимо базового сценария (текущие тарифы и розничные цены на оборудование) рассматривался также сценарий со снижением стоимости ФЭМ и НЭЭ по отношению к текущим на 40% (на основании прогнозов снижения цен ведущих мировых аналитических агентств [11, 12]).

Основными результатами выполненных экономических оценок являются следующие:

1. При базовом сценарии ФЭС микрогенерации оказываются экономически привлекательными $\left(\frac{p_{cons}}{p_g} \leq 1\right)$ лишь для просьюмеров, расположенных в некоторых районах НЗ и ИЭ, в частности, для ряда районов Республики Саха (Якутия) при условии отсутствия в системе накопителей энергии и установленной мощности ФЭС 0,5–2,5 кВт_{пик} в расчёте на 1 МВт·ч потребляемой за год электроэнергии. Использование в системе теплового накопителя энергии является более привлекательным, чем накопителя электрической энергии вследствие высокой стоимости последнего. Для рассмотренных географических точек, относящихся к ЦЗ, экономически эффективных конфигураций ФЭС не обнаружено.

2. При сценарии, предполагающем снижение стоимости основного оборудования ФЭС на 40%, зоны экономически привлекательных системных конфигураций существенно расширяются. ФЭС без аккумулирования, а также с НЭЭ и НТЭ оказываются рентабельными в НЗ Якутии и НЗ и ИЭ юга Дальнего Востока (Владивостоке и Южно-Сахалин-

Таблица 1. Средние за 20 лет цены на ЭЭ

Ценовой показатель	Якутск	Владивосток	Якутск	Южно-Сахалинск	Волгоград	Чита
	Тарифная зона					
	неценовые зоны		изолированные энергорайоны		ценовые зоны	
Цена продажи ЭЭ, p_{pv} , руб./кВт·ч	5,93	5,27	6,15	3,86	1,91	1,78
Цена покупки ЭЭ, p_g , руб./кВт·ч	5,93	5,27	5,93	6,09	4,18	4,30

ске соответственно). Рациональным оказывается использование ФЭС в более широком диапазоне мощности, в том числе с накопителем электрической энергии ёмкостью до 0,5 кВт·ч в расчёте на 1 МВт·ч годового электропотребления. Перевод традиционного электроводонагревателя на питание от ФЭС вместо использования электроэнергии из локальной сети также становится целесообразным. Владение ФЭС в ЦЗ ОРЭМ даже при наличии высокого солнечного ресурса (на примере Волгограда и Читы) и в этом случае остаётся с экономической точки зрения нецелесообразным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Микрогенерация на основе ВИЭ. Энергетический бюллетень. 2017. № 49. М.: Аналитический центр при Правительстве РФ, 2017. <http://ac.gov.ru/files/publication/a/13570.pdf>
2. Андреев Т.И. Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России. М.: Издат. центр РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2015. 160 с.
3. Законопроект № 581324–7 «О внесении изменений в Федеральный закон “Об электроэнергетике” в части развития микрогенерации» (на рассмотрении в Государственной Думе с 07.11.2018).
4. TRNSYS — Transient System Simulation Tool <http://trnsys.com/>
5. Габдерахманова Т.С., Киселева С.В., Зайцев С.И., Тарасенко А.Б., Шакунов В.П. Проблемы мониторинга солнечных энергетических систем в России // Вестн. Южно-Урал. гос. ун-та. Сер. Энергетика. 2015. Т. 15. № 4. С. 54–60.
6. OpenEI database. <https://openei.org/wiki/Data>
7. Даффи Дж. Основы солнечной теплоэнергетики. Учебно-справочное руководство. Долгопрудный: Издат. дом “Интеллект”, 2013. 888 с.
8. Экономические показатели Tradingeconomics.com <https://ru.tradingeconomics.com/russia/interest-rate>
9. Ваш Солнечный Дом. <http://solarhome.ru/>
10. Министерство энергетики Российской Федерации, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г. http://e-apbe.ru/5years/pb_2011_2030/scenary_2010_2030.pdf
11. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. IRENA 2016. https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf
12. Battery Storage Technology Improvements and Cost Reductions to 2030: A Deep Dive. Dusseldorf, International Renewable Energy Agency (IRENA) Workshop, 17.03.2017. <https://www.irena.org>

THE RESULTS OF THE COMPETITIVENESS ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION SYSTEMS IN THE RUSSIAN FEDERATION

T. S. Gabderakhmanova, O. S. Popel

Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Presented by Academician of the RAS V. E. Fortov March 23, 2019

Received March 22, 2019

The results of the economic feasibility assessment of photovoltaic (PV) microgeneration systems by the criterion of the cost of energy are presented. The assessment is based on dynamic modelling of three different configurations of grid-connected PV systems — without energy storage, with electrical energy storage and with thermal energy storage — performed for weather and electricity tariff conditions of several prospective Russian regions. Government support measures and regulatory standards currently developing in Russia for microgeneration technologies are taken into account. It is shown that under certain conditions PV microgeneration technologies could be economically feasible in some energy isolated areas and non-pricing zones of the wholesale electricity and capacity market of Russia, particularly in the Sakha Republic, whereas in pricing zones — couldn't for any of the considered system configurations.

Keywords: power energy supply, distributed energy systems, microgeneration, photovoltaics, PV, electricity cost, feasibility analysis, economic competitiveness.