

Физико-географические и экономические факторы эффективности солнечной микрогенерации в Европейской части России

А. И. Скафарик✉, К. С. Дегтярев, С. В. Киселева

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Российская Федерация
(119991, г. Москва, Ленинские горы, 1, корп. 19)

Аннотация. Цель – исследование одной из ниш применения возобновляемой энергетики в России – станций солнечной микрогенерации. В частности, оценка влияния физико-географических и экономических факторов на экономическую эффективность систем солнечной микрогенерации (ССМ) на территории Европейской части России.

Материалы и методы. Проведено моделирование работы ССМ с учетом природных условий (солнечные ресурсы и температура) в ряде регионов Европейской части России. В качестве типового потребителя электроэнергии рассмотрены жилой дом и офис.

Результаты и обсуждение. Выявлены регионы с оптимальным сочетанием природных и тарифных условий. Определены сроки окупаемости ССМ при различных графиках потребления энергии и тарифов на электроэнергию: Сочи (от 7,3 до 7,6 лет), Краснодар (от 7,5 до 7,8 лет), Ростов-на-Дону (от 8,2 до 8,4 года). В северных регионах Европейской части РФ сроки окупаемости возрастают до 10,5-11 лет, что снижает привлекательность ССМ для потребителей. Для этих территорий рассчитаны оптимальные тарифы на продажу выработанной электроэнергии, которые должны составлять 7,3-7,8 руб./кВтч.

Выводы. Для мотивации потенциальных просьюмеров к использованию ССМ и, соответственно, более широкому распространению энергетики на ВИЭ в России, сетевым компаниям следует устанавливать более высокие тарифы на покупку электроэнергии от объектов микрогенерации.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика, станции микрогенерации, сроки окупаемости, тарифы на электроэнергию, Европейская часть России.

Для цитирования: Скафарик А. И., Дегтярев К. С., Киселева С. В. Физико-географические и экономические факторы эффективности солнечной микрогенерации в Европейской части России // *Вестник Воронежского государственного университета. Серия: География. Геоэкология*, 2025, № 2, с. 72-79. DOI: <https://doi.org/10.17308/geo/1609-0683/2025/2/72-79>

ВВЕДЕНИЕ

В целях более широкого использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России в последние годы был принят ряд законодательных актов. Наряду с введением механизмов поддержки крупных сетевых станций возобновляемой энергетики (например, согласно постановлению правительства РФ № 449¹, с 2013 года заключаются договоры на поставку мощности (ДПМ) для станций на ВИЭ мощностью более 25 МВт), в 2019 году был принят закон № 471-ФЗ, обеспечивающий поддержку микрогенерации на ВИЭ². Согласно этому закону станции микрогенерации (мощностью не более 15 кВт) могут быть подключены к распределительным сетям, а их владельцы – просьюмеры (объекты, одновременно являющиеся производителем и потребителем товаров и услуг, в данном контексте – электроэнергии) имеют возможность как

продажи излишков произведенной электроэнергии в сеть, так и покупки из сети недостающей для их нужд энергии. Аналогичные программы были запущены в Европейском Союзе, США, Японии в 80-х годах XX века для расширения ниши использования установок на ВИЭ, что позволило охватить системами микрогенерации миллионы домохозяйств, мелких и средних компаний [6]. В Российской Федерации внедрение систем микрогенерации преследует цели как обеспечения устойчивого энергоснабжения, так и расширения числа потребителей установок на ВИЭ, в том числе, с использованием произведенных в России фотоэлектрических модулей [3, 5]. Кроме этого, использование электростанций на ВИЭ – ключевой элемент декарбонизации экономики, предусмотренной Стратегией социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года³.

© Скафарик А. И., Дегтярев К. С., Киселева С. В., 2025

✉ Скафарик Адам Иванович, e-mail: skafarik@mail.ru

¹ Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449. «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

² Федеральный закон от 27.12.2019 N 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации».

³ Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 года №3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года».



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

С учетом мирового опыта для увеличения экономической эффективности использования станций микрогенерации на ВИЭ при наличии системы многоставочных тарифов может практиковаться управление спросом (использование электроэнергии на собственные нужды в периоды низких тарифов продажи энергии в сеть), повышение коэффициента самопотребления во избежание непроизводительных потерь электроэнергии (направление излишков электроэнергии на горячее водоснабжение, кондиционирование и отопление), объединение просьюмеров для распределения избыточной энергии в сообществе без продажи ее в сеть в случае невыгодных тарифов [6].

Для Российской Федерации исследования такого рода немногочисленны [2]. Ранее нами [4] были разработаны методические подходы к анализу эффективности систем солнечной микрогенерации (ССМ) с учетом российских правил их использования; выявлена степень влияния природных (ресурсы солнечной энергии) и инфраструктурных (тарифы на куплю-продажу электроэнергии) факторов, определены регионы, уже сейчас имеющие приемлемые условия для расширенного использования ССМ. В работе [4] нами были изучены 16 локаций, принадлежащих к различным ценовым зонам, охватывающим в основном Сибирский и Дальневосточный Федеральные округа. Однако, наиболее востребованной микрогенерация может быть в Европейской части России, где выше плотность потенциальных потребителей и платежеспособность населения, т.к. установка системы микрогенерации требует существенных затрат. При этом ряд регионов Европейской части России относятся к энергодефицитным, например, Московская, Калужская, Тульская, Брянская, Белгородская области и Краснодарский край⁴.

В связи с этим в представленной работе осуществлен анализ условий экономической привлекательности использования ССМ в Европейской части России в режимах домашнего и офисного потребления, и проведена оценка влияния метеорологических факторов (прихода солнечной радиации и ее вариаций в течение года) на эффективность использования ССМ. Кроме того, определены оптимальные тарифы для рентабельности микрогенерации.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В качестве территории исследования была выбрана Европейская часть России. Объекты исследования – солнечные фотоэлектрические установки, территориально привязанные к центрам субъектов РФ, суммарной мощностью 15 кВт, состоящие из типовых фотоэлектрических модулей (ФЭМ) производства российской

компании Hevel мощностью 445 Вт⁵. Стоимость станции принималась за 900 тысяч рублей, в соответствии с предложениями крупных продавцов⁶. Угол наклона к горизонту приемной поверхности модулей β_{opt} соответствует максимальной годовой выработке и равен:

$$\beta_{opt} = 0,568 \cdot \varphi + 14,5, \quad (1)$$

где φ – географическая широта; азимутальная ориентация – юг.

При расчетах производительности станций учитывается температура воздуха на уровне 2 м над поверхностью Земли. Расчеты проводились на основе данных о приходе солнечной радиации на горизонтальную поверхность с часовой детализацией по времени, при этом период расчета для получения статистически обоснованных результатов равен 22 годам. Источником актинометрических данных являлась база данных NASA CERES⁷ [7]. Пересчет приходящей радиации на наклонную поверхность проведен с использованием модели изотропно рассеянной радиации. Пространственное разрешение данных – 1° по широте и долготе. Удельная производительность солнечных модулей (производительность, нормированная на мощность модуля, Втч/кВт) для региона исследований варьировала от 2,82 до 4,56 кВт*ч/кВт в среднем в сутки, или от 1030 до 1665 кВтч/кВт в год.

Необходимым компонентом для расчетов экономической эффективности работы системы солнечной микрогенерации – помимо почасовой производительности станции – является график нагрузки потребителя, т.е. почасовой график потребления энергии типовым просьюмером. В качестве потребителей в данной работе, как и в [4], были выбраны два объекта, условно обозначенные нами «ДОМ» и «ОФИС», имеющие характерные для жилого помещения и предприятия офисного типа графики потребления энергии [1]. В используемой модели для жилого помещения характерен первый небольшой пик потребления электроэнергии в утренние часы и второй, более значительный пик потребления в вечернее время, с пиковым потреблением в 18 часов. Для офисного помещения задавалось одинаковое потребление электроэнергии в период с 8.00 до 19.00 часов, с нулевым потреблением в остальное время суток. При этом суммарное годовое потребление электроэнергии для каждого вида объекта задавалось на уровне 5,5 МВтч в соответствии с имеющимися оценками потребления типичного домохозяйства [1]. Допускалось, что суточный график потребления типа «ОФИС» не меняется в течение года, а для графика типа «ДОМ» были предусмотрены два графика – зимний (октябрь – март) и летний (апрель – сентябрь).

⁴ Энергодостаточность регионов в 2021 году. «РИА Рейтинг». – URL: <http://vid1.rian.ru/ig/ratings/energodeficit012021.pdf> (дата обращения: 10.02.2024). – Текст: электронный.

⁵ Солнечный модуль HVL-445/HJT. Официальный сайт ГК Хевел. – URL: <https://www.hevelsolar.com/catalog/solnechnye-moduli/hvl-445hjt/>. (дата обращения: 11.02.2024). – Текст: электронный.

⁶ Сетевая солнечная электростанция C5-DH. Официальный сайт ГК Хевел. – URL: <https://www.hevelsolar.com/catalog/network/c5-dh/>. (дата обращения: 11.02.24). – Текст: электронный.

⁷ Официальный сайт проекта NASA CERES. – URL: <https://ceres.larc.nasa.gov/> (дата обращения: 11.02.2024). – Текст: электронный.

В основу расчетов для определения экономической эффективности использования ССМ было положено сопоставление производительности станций и потребления электроэнергии потребителем в соответствии с графиком нагрузки за каждый час расчетного периода. В результате определялась величина избытка/недостатка энергии, что, в свою очередь, позволило рассчитать затраты на покупку электроэнергии или поступления средств от её продажи за каждый час. Этот подход является модернизацией методики, предложенной в работе [4], в части учета составляющих доходов/расходов при использовании ССМ. В настоящей работе не учитывался расход на докупку недостающей электроэнергии из сети, т.к. этот расход имеется у просьюмера даже при отсутствии ССМ, т.е. не является характеристикой экономической эффективности использования ССМ.

Одним из показателей экономической эффективности ССМ является срок ее окупаемости (N , лет), рассчитанный как частное инвестиционных затрат на строительство объекта микрогенерации мощностью 15 кВт (A , руб.) и суммарного годового дохода от ССМ (D , руб./год) с допущением, что операционные затраты равны нулю:

$$N = \frac{A}{D} \quad (2)$$

В свою очередь, доход D рассчитывается как сумма двух составляющих:

1) экономии на покупках электроэнергии за счет собственного производства; 2) выручки от продажи избытков электроэнергии в сеть.

Подробное описание методики расчета каждой составляющей приведено в нашей предыдущей работе [4].

Для исследования были выбраны 12 городов – центров субъектов Европейской части России от Ленинградской области до Краснодарского края, расположенных в полосе меридионального простираения между 43.5 (Сочи) и 59.5 (Санкт-Петербург) градусов с.ш. (табл. 1). Предполагается, что выбранные города отражают общие характеристики эффективности систем микрогенерации для всего региона. Для каждого города было выполнено четыре варианта расчета возможного суммарного дохода от использования ССМ и сроков ее окупаемости: для двух типов потребления «ДОМ» и «ОФИС» учитывалось применение одноставочной ($T1$) и двухставочной (с учетом разделения на «дневную» и «ночную» зоны) ($T2$) розничные тарификации на покупку электроэнергии из сети (см. табл. 1).

Значения тарифа на продажу электроэнергии от ССМ (R) в сеть были приняты равными 5 руб. за кВтч

для всех регионов в соответствии с имеющимися реальными данными от сетевых компаний в разных регионах Российской Федерации⁸.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

На основе данных о почасовом приходе солнечной радиации за 2001–2022 годы в точках, указанных выше, были рассчитаны средние годовые (рис. 1а) и средние за каждый месяц (рис. 1б) производительности станций солнечной микрогенерации мощностью 15 кВт. Производительность закономерно растёт с севера на юг, от 15,9 МВтч/год в Санкт-Петербурге до 23,1 МВтч/год в Сочи. В то же время, проявляется и меридиональный градиент, особенно на широтах 49,5–48,5° с.ш.

Широтные градиенты производительности ССМ в наибольшей степени проявляются в сезонном ходе. Так, максимальное значение выработки электроэнергии в Сочи в июле – 2700 кВтч, минимальное – в декабре и январе – 1000 кВтч, тогда как в Петербурге на месяц с максимальной выработкой – май, приходится около 2300 кВтч, а на декабрь – менее 200 кВтч. Как следствие, если летом во всех рассмотренных локациях собственное производство электроэнергии существенно превышает потребление, то зимой избыточное производство энергии составляет от + (700–800) кВтч/месяц в Сочи до 0 кВтч/месяц в Санкт-Петербурге.

Следует добавить, что использование мощности ССМ 15 кВт при потреблении 5500 кВтч в год, с одной стороны, выглядит избыточной, поскольку для удовлетворения такого энергопотребления достаточно работа станции солнечной микрогенерации со средним коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ)⁹, равным 4,2 %, что гораздо ниже среднего по РФ КИУМ солнечных сетевых станций, составившего 14,4 % в 2021 году¹⁰. Однако, для всех регионов России характерна резкая сезонная неравномерность поступления солнечной радиации, что требует более высокой установленной мощности для покрытия большей части потребностей в электроэнергии в зимние месяцы, а также для обеспечения продаж электроэнергии в сеть и обеспечения, таким образом, окупаемости ССМ.

С учетом тарифов на электроэнергию годовой доход от эксплуатации ССМ оценивается от 80 000 – 90 000 руб./год (Санкт-Петербург) до 110 000 – 120 000 руб./год (Сочи) (рис. 2).

Хотя величина годового дохода обнаруживает высокую корреляцию с производительностью, а последняя – с широтой, проявляется также зависимость от 1) типа потребителя («ДОМ» или «ОФИС»); 2) типа (одноставочный или двухставочный) и размера розничного тарифа на электроэнергию, потребляемую

⁸ Восканян Е. Цена выкупа электричества у потребителей варьируется в зависимости от региона. Энергетика и промышленность России (публикация от 02.06.2023). – URL: <https://eprussia.ru/news/base/2023/5693234.htm> (дата обращения: 10.02.2024). – Текст: электронный.

⁹ Коэффициент использования установленной мощности равен отношению фактической годовой производительности станции к ее максимально возможной производительности, которая равна произведению мощности на число часов в году.

¹⁰ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году. Системный оператор Единой энергетической системы России. – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/> (дата обращения: 11.02.2024). – Текст: электронный.

Таблица 1

Координаты и тарифы на электроэнергию для центров регионов, использованных для расчетов

[Table 1. Coordinates and electricity tariffs for locations used for calculations]

Город / City	Широта (град. с.ш.) / Latitude (degrees North)	Долгота (град. в.д.) / Longitude (degrees East)	Одноставочный тариф (T1) (руб. за кВтч) / Single-rate tariff (T1) (RUB per kWh)	Двухставочный тариф (T2) (руб за кВтч) / Two-part tariff (T2) (RUB per kWh)	
				Дневная зона (7:00- 23:00) / Day zone (7:00- 23:00)	Ночная зона (23:00- 07:00) / Night zone (23:00- 07:00)
С.-Петербург	59.5	30.5	5.70	6.51	3.56
Москва	55.5	37.5	6.73	8.21	3.24
Рязань	54.5	39.5	5.82	6.69	4.37
Калуга	54.5	36.5	6.00	6.51	4.80
Пенза	53.5	45.5	4.24	4.87	3.05
Орел	52.5	36.5	4.80	5.52	3.36
Курск	51.5	36.5	4.72	5.40	3.68
Саратов	51.5	46.5	3.68	4.23	2.02
Белгород	50.5	36.5	4.90	5.64	2.64
Ростов-на-Дону	47.5	39.5	4.81	5.54	2.89
Краснодар	45.5	38.5	6.00	6.73	3.61
Сочи	43.5	39.5	6.00	6.73	3.61

Примечание: Использованы тарифы (цена с НДС, руб/кВтч) на электроэнергию для населения, введенные в регионах с 01.01.2023; координаты для расчета были взяты с округлением до 0,5 градуса

[Note: Tariffs (price with VAT, RUB/kWh) for electricity for the population were used, introduced in the regions from 01.01.2023; coordinates for calculation were rounded to 0,5 degrees]

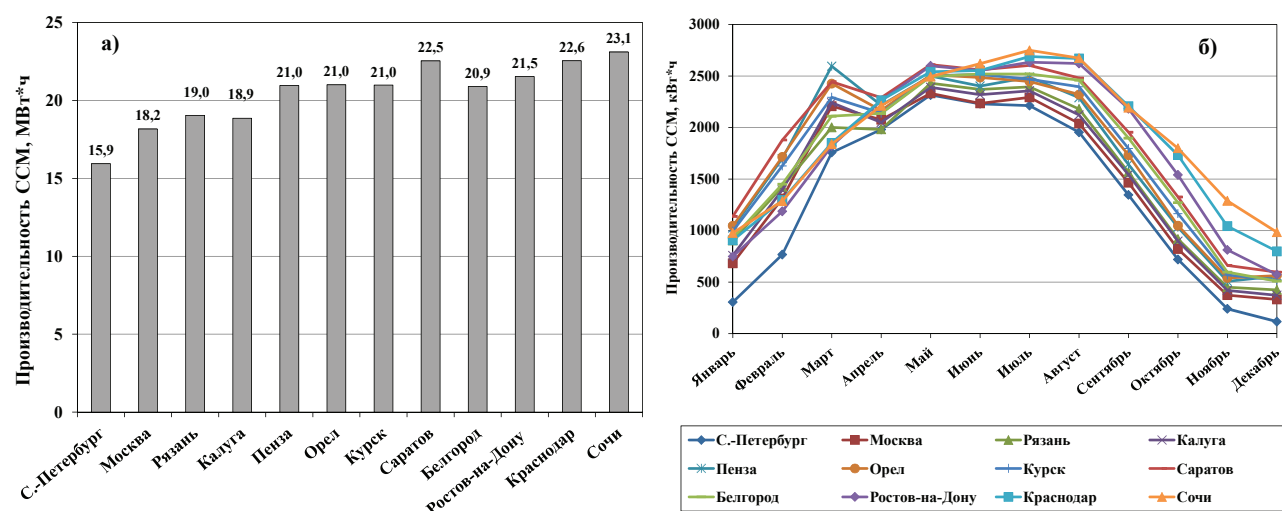


Рис. 1. (а) Суммарная годовая производительность ССМ; (б) – внутригодовые вариации производительности ССМ в изученных точках. Приведены усредненные значения за период 2001-2022 годы

[Fig. 1. (a) Total annual productivity of SMS; (b) – intra-annual variations in SMS productivity in the studied locations. Average values for the period 2001-2022 are given]

просьюмером из сети. В частности, годовой доход от ССМ в Москве, работающей в режиме «ОФИС», выше дохода в ближайших локациях (Рязань, Калуга и Пенза), а в режиме «ДОМ-T2» – сопоставим с Рязанью и Калугой. Почти во всех случаях более высокий доход фиксируется, с одной стороны, при двухставочном тарифе по сравнению с одноставочными, с другой – в режиме «ОФИС» по сравнению с режимом «ДОМ», что

связано с тем, что график нагрузки в режиме «ОФИС» в большей степени синхронизирован с производительностью ССМ.

Простые сроки окупаемости ССМ (рис. 3), в силу одинаковой величины инвестиционных затрат, принятых для всех точек, обратно пропорциональны величине годового дохода и варьируются от 7,3-7,6 лет в Сочи до 10,5-11,0 лет в Санкт-Петербурге.

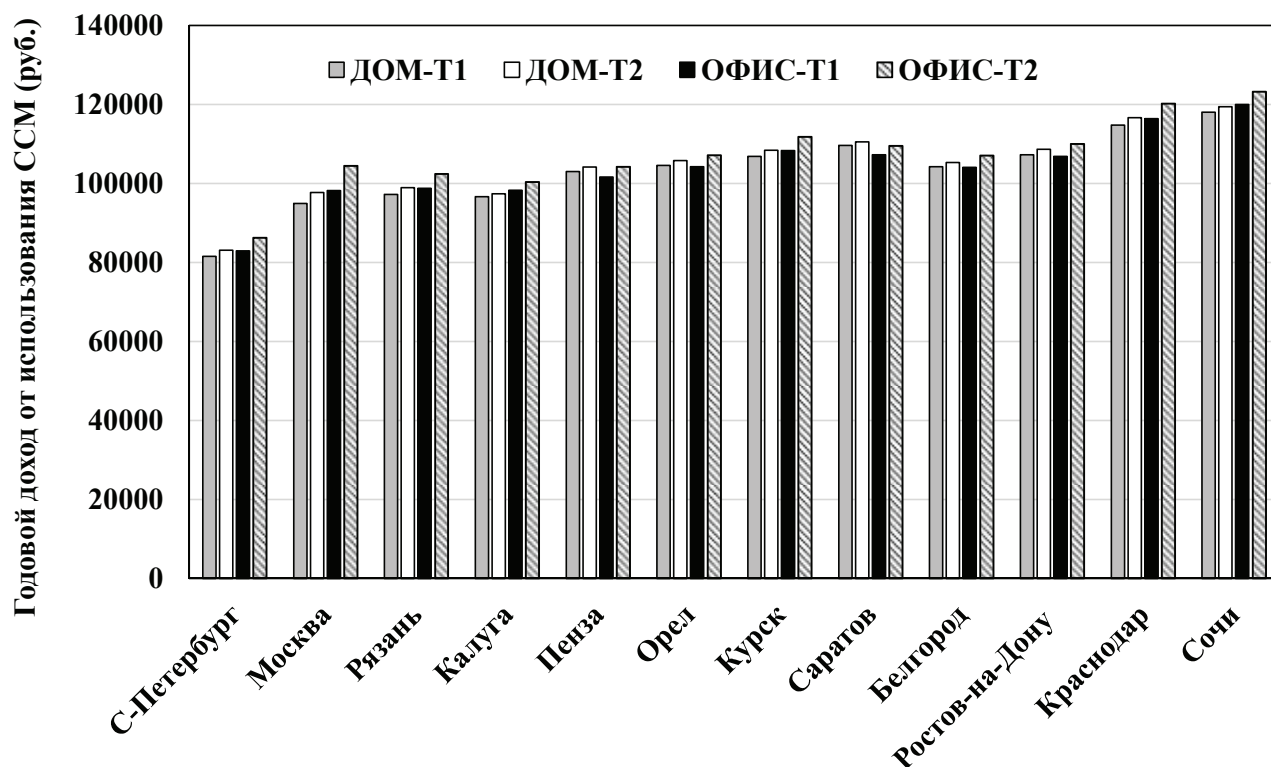


Рис. 2. Годовой доход от использования ССМ для графиков потребления энергии «ДОМ» и «ОФИС», при одно- и двухтарифных условиях покупки энергии из сети

[Fig. 2. Annual income from the use of SMS for energy load schedules «HOME» and «OFFICE», using one- and two-tariff conditions for purchasing energy from the network]

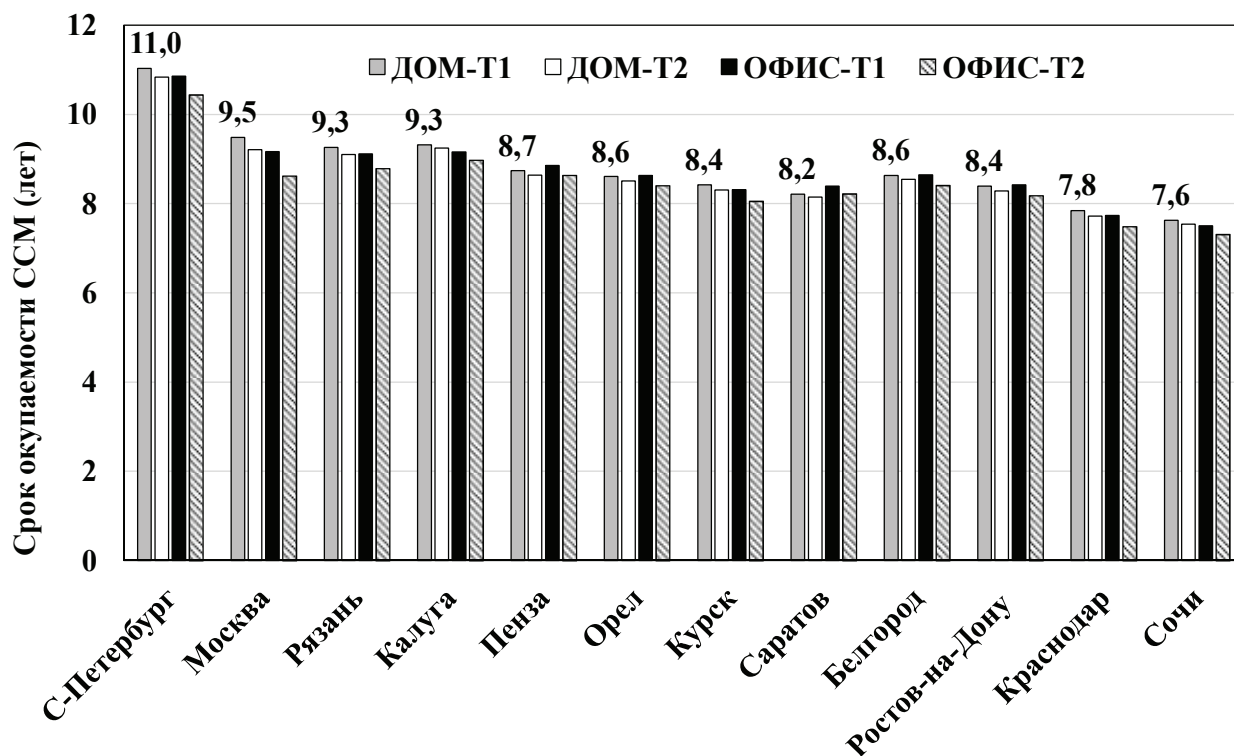


Рис. 3. Сроки окупаемости ССМ при разных графиках нагрузки и тарифах на электроэнергию

[Fig. 3. SMS payback periods for different load schedules and electricity tariffs]

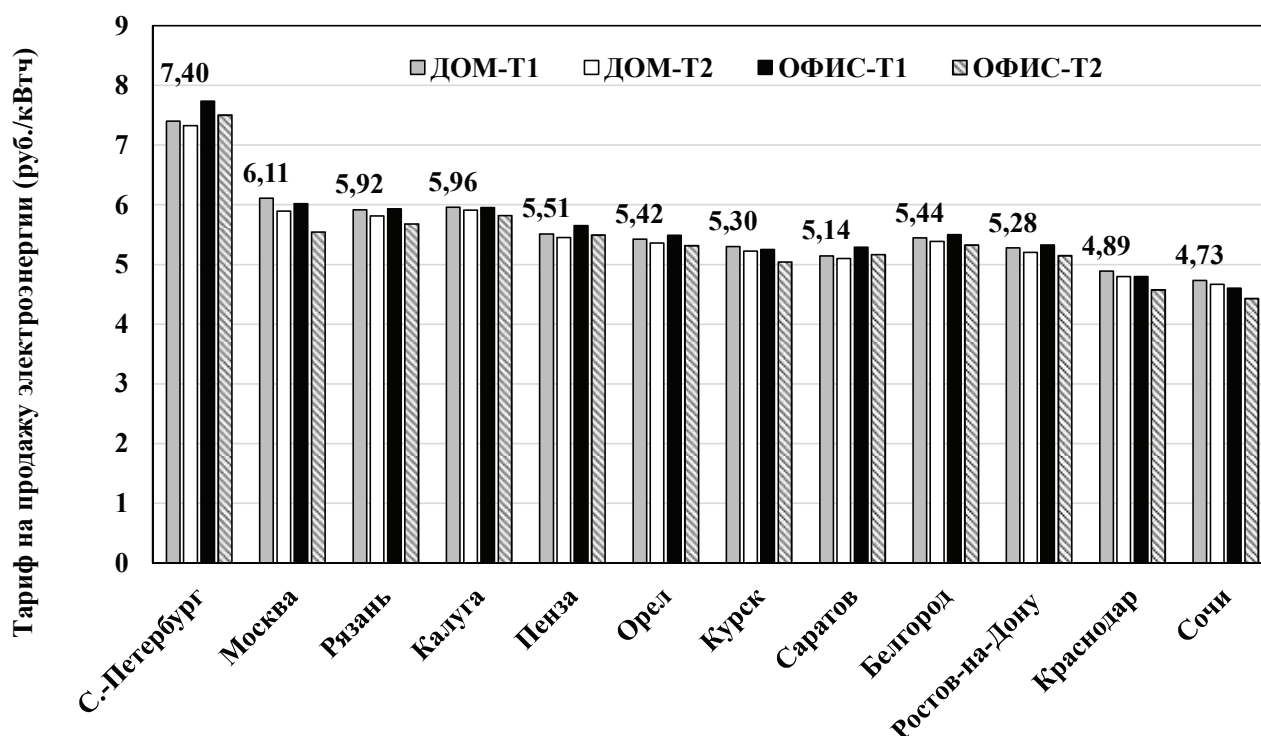


Рис. 4. Тарифы на продажу электроэнергии от просьюмера в сеть, обеспечивающие простой срок окупаемости 8 лет, в зависимости от режима потребления и типа тарификации. Указаны значения для типа расчета «ДОМ-T1»

[Fig. 4. Tariffs for the sale of electricity from the prosumer to the network, providing a simple payback period of 8 years, depending on the consumption mode and type of tariffication. The values indicated are for the «ДОМ-T1» calculation type]

Путем варьирования условий были определены тарифы на продажу электроэнергии от ССМ в сеть, которые могут обеспечить простой срок окупаемости 8 лет для каждой рассмотренной локации (рис. 4).

Полученные величины варьируют от 4,4-4,7 руб./кВтч для Сочи до 7,3-7,8 руб./кВтч для Санкт-Петербурга, что в среднем выше значений тарифа на продажу электроэнергии от объектов микрогенерации, использующихся в большинстве регионов в настоящее время (см. сноску 8).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На экономические показатели использования станций солнечной микрогенерации (до 15 кВт) в Европейской части России оказывает влияние комплекс условий и факторов: широта и долгота места; график потребления энергии (график нагрузки) в зависимости от типа просьюмера – «ДОМ» или «ОФИС»; тарифы на покупку и продажу энергии в сеть.

Доходы и сроки окупаемости для точек, привязанных к ряду крупных городов Европейской части России, обнаруживают различия не только в зависимости от обеспечения солнечными ресурсами, но и от тарифов на электроэнергию и типа потребителя. В частности, эксплуатация ССМ в офисном помещении, как правило, приносит больший доход и обеспечивает меньший срок окупаемости по сравнению с жилым. Кроме того, точки, находящиеся в менее благоприятных физико-географических условиях, могут давать

более высокий доход в силу тарифной политики (например, Москва по сравнению с Рязанью и Калугой). Также практически повсеместно фиксируется более высокий доход при использовании двухставочного тарифа по сравнению с одноставочным.

Годовой доход от эксплуатации ССМ варьирует от 80 000-90 000 руб. в северных до 110 000-120 000 руб. в южных регионах Европейской части РФ. Сроки окупаемости ССМ, в свою очередь, меняются от 7,5-7,8 лет на юге до 10,5-11,0 лет на севере. Тарифы на продажу выработанной электроэнергии в сеть, обеспечивающие срок окупаемости, равный 8 годам, должны составлять от 4,5-5,0 руб./кВтч для южных регионов и до 7,3-7,8 руб./кВтч для северных регионов Европейской части РФ, что в среднем выше текущих тарифов на продажу электроэнергии от объектов микрогенерации, установленных в большинстве регионов России.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что для мотивации потенциальных просьюмеров к использованию ССМ и, соответственно, более широкому распространению энергетики на ВИЭ в России, сетевым компаниям следует устанавливать более высокие тарифы на покупку электроэнергии от объектов микрогенерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Габдерахманова Т. С. Исследование энергетической и экономической эффективности фотоэлектрических систем микрогенерации в условиях Российской Федерации: дисс. канд. техн. наук. Москва, 2019. 152 с.

2. Габдерахманова Т. С., Попель О. С. Результаты анализа конкурентоспособности фотоэлектрических систем микрогенерации в условиях Российской Федерации // *Доклады Академии наук*, 2019, т. 486, № 5, с. 543-546.

3. Попель О. С., Тарасенко А. Б. Современные тенденции развития фотоэлектрической энергетики (обзор) // *Теплоэнергетика*, 2021, № 11, с. 5-25.

4. Скафарик А. И., Киселева С. В. Ресурсная обеспеченность и экономическая эффективность сетевых солнечных станций малой мощности в регионах России // *Вестник Московского университета. Серия 5: География*, 2023, т. 5, № 78, с. 36-50.

5. Холоденко А. В., Горбова П. С., Усачева И. В. Зонирование территории Волгоградской области по потенциалу ветровой и солнечной энергетики для оценки перспектив использования гибридных энергетических комплексов // *Вест-*

ник Воронежского государственного университета. Серия: География. Геоэкология, 2023, № 3, с. 142-150.

6. Jäger-Waldau A., *PV Status Report 2019*, Publications Office of the European Union. Luxembourg, 2019. – URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118058> (дата обращения: 10.02.2024). – Текст: электронный.

7. Yang D., Bright J.M. Worldwide validation of 8 satellite-derived and reanalysis solar radiation products: A preliminary evaluation and overall metrics for hourly data over 27 years // *Solar Energy*, 2020, vol. 210, pp. 3-19.

Конфликт интересов: Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Поступила в редакцию: 02.04.2024

Принята к публикации: 02.06.2025

UDC 620.91;911.9

ISSN 1609-0683

DOI: <https://doi.org/10.17308/geo/1609-0683/2025/2/72-79>

Physical-Geographical and Economic Factors of Solar Microgeneration Efficiency in the European Part of Russia

A. I. Skafarik ✉, K. S. Degtyarev, S. V. Kiseleva

Voronezh State University, Russian Federation
(1, Universitetskaya sq., Voronezh, 394018)

Abstract. The purpose is an investigation of one of the niches for the use of renewable energy in Russia – microgeneration solar-power stations. In particular, an assessment of the influence of physical-geographical and economic factors on the economic efficiency of solar microgeneration systems (SMS) in the European part of Russia.

Materials and methods. Modeling of SMS operation was carried out taking into account natural conditions (solar resources and temperature) in a number of regions of the European part of Russia. A residential building and an office are considered as the typical electricity consumers.

Results and discussion. Regions with an optimal combination of natural and tariff conditions have been identified. The payback periods for SMS have been determined for various energy load schedules and electricity tariffs: Sochi (from 7.3 to 7.6 years), Krasnodar (from 7.5 to 7.8 years), Rostov-on-Don (from 8.2 up to 8.4 years). In the northern regions of the European part of the Russian Federation, payback periods increase to 10.5-11 years, which reduces the attractiveness of SMS for consumers. For these territories, optimal tariffs for the sale of generated electricity have been calculated, which should be 7.3-7.8 rubles/kWh.

Conclusions. To motivate potential prosumers to use SMS and therefore for increasing distribution of renewable energy in Russia, net-grid companies should set higher tariffs for the purchase of electricity from microgeneration systems.

Key words: renewable energy sources, solar energy, microgeneration power stations, payback periods, electricity tariffs, European part of Russia.

For citation: Skafarik A. I., Degtyarev K. S., Kiseleva S. V. Physical-Geographical and Economic Factors of Solar Microgeneration Efficiency in the European Part of Russia. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geografia. Geoekologia*, 2025, no. 2, pp. 72-79. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.17308/geo/1609-0683/2025/2/72-79>

REFERENCES

1. Gabderahmanova T. S. *Issledovanie jenergeticheskoy i jekonomicheskoy jeffektivnosti fotojelektricheskikh sistem mikrogeneracii v uslovijah Rossijskoj Federacii* [Investigation of the energy and economic efficiency of photovoltaic microgeneration systems in the Russian Federation]: diss. kand. tehn. nauk. Moscow, 2019. 152 p. (In Russ.)

2. Gabderahmanova T. S., Popel' O. S. Rezul'taty analiza konkurentosposobnosti fotojelektricheskikh sistem mikrogeneracii v uslovijah Rossijskoj Federacii [The results of the analysis of the competitiveness of photovoltaic microgeneration systems in the Russian Federation]. *Doklady Akademii nauk*, 2019, vol. 486, no. 5, pp. 543-546. (In Russ.)

© Skafarik A. I., Degtyarev K. S., Kiseleva S. V., 2025

✉ Adam I. Skafarik, e-mail: skafarik@mail.ru



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

3. Popel' O. S., Tarasenko A. B. Sovremennye tendencii razvitiya fotoelektricheskoy jenergetiki (obzor) [Current trends in the development of photovoltaic energy (review)]. *Teplojenergetika*, 2021, no. 11, pp. 5-25. (In Russ.)

4. Skafarik A. I., Kiseleva S. V. Resursnaja obespechennost' i jekonomicheskaja jeffektivnost' setevyh solnechnyh stancij malo moshhnosti v regionah Rossii [Resource availability and economic efficiency of low-power grid solar power plants in Russian regions]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 5: Geografija*, 2023, vol. 5, no. 78, pp. 36-50. (In Russ.)

5. Kholodenko A. V., Gorbova P. S., Usacheva I. V. Zonirovanie territorii Volgogradskoi oblasti po potentsialu vetrovoi i solnechnoi energetiki dlya otsenki perspektiv ispol'zovaniya gibridnykh energeticheskikh kompleksov [Zoning of the Volgograd Region territory by wind and solar energy potential to assess the prospects for using hybrid energy complexes]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geografiya. Geokologiya*, 2023, no. 3, pp. 142-150. (In Russ.)

6. Jäger-Waldau A., *PV Status Report 2019*, Publications Office of the European Union. Luxembourg, 2019. – URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118058> (accessed 10.02.2024). – Text: electronic

7. Yang D., Bright J.M. Worldwide validation of 8 satellite-derived and reanalysis solar radiation products: A preliminary evaluation and overall metrics for hourly data over 27 years. *Solar Energy*, 2020, vol. 210, pp. 3-19.

Conflict of interests: The authors declare no information of obvious and potential conflicts of interest related to the publication of this article.

Received: 02.04.2024

Accepted: 02.06.2025

Скафарик Адам Иванович

Аспирант кафедры рационального природопользования Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Российская Федерация, ORCID: 0009-0001-9558-7822, e-mail: skafarik@mail.ru

Дегтярев Кирилл Станиславович

Кандидат географических наук, научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии (НИЛ ВИЭ) Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-1738-6320, e-mail: kir1111@rambler.ru

Киселева Софья Валентиновна

Кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии (НИЛ ВИЭ) Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Российская Федерация, ORCID: 0000-0001-5836-8615, e-mail: k_sophia_v@mail.ru

Adam I. Skafarik

Postgraduate Student at the Department of Environmental Management, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation, ORCID: 0009-0001-9558-7822, e-mail: skafarik@mail.ru

Kirill .S. Degtyarev

Cand. Sci. (Geogr.), Researcher at the Laboratory of Renewable Energy Sources, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation, ORCID: 0000-0002-1738-6320, e-mail: kir1111@rambler.ru

Sophia V. Kiseleva

Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher at the Laboratory of Renewable Energy Sources, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation, ORCID: 0000-0001-5836-8615, e-mail: k_sophia_v@mail.ru