Анализ и перспективы развития гибридных микросетей с ВИЭ в России

Рецензия эксперта на статью получена 20.08.2026 [The expert review of the article was received on August 20, 2026]

В последние десятилетия как в мировой энергетике, так и в России происходит активная интеграция технологий возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в системы производства и распределения электроэнергии. Внедрение таких установок ВИЭ, как фотоэлектрические панели и ветроэнергетические электростанции, не только способствует целям декарбонизации и сохранения природной среды, но и, особенно в последние годы, обладает всё более заметными преимуществами перед традиционной генерацией. К числу таких преимуществ относятся быстрота ввода в эксплуатацию, возможность относительно несложного масштабирования в процессе увеличения спроса на энергоресурсы, а также зачастую более высокие показатели экономической эффективности производства электроэнергии.

Однако мощности источников генерации, использующих энергию Солнца и ветра, непостоянны и исключительно зависят от сезонных изменений природных и погодных условий, которые характерны для местности, где установлены или планируются к установке солнечная электростанция (СЭС) или ветроэлектростанция (ВЭС). Погодные условия во всём мире становятся всё более изменчивыми и труднопредсказуемыми, поэтому мощность этих источников нестабильна и может меняться в широком диапазоне в различных интервалах времени: в течение суток (от доли секунды до нескольких часов, в зависимости от суточных изменений солнечной инсоляции или силы ветра) и в течение года (вследствие сезонных изменений погодных условий, солнечной инсоляции, розы ветров и силы ветра).

В то же время электрическая нагрузка потребителей, спрос на электроэнергию и стоимость электроэнергии из сети становятся всё менее предсказуемыми из-за появления новых технологий энергопотребления и распространения динамического ценообразования. Для обеспечения баланса мощности в режиме реального времени и электроэнергии в суточном и сезонном интервалах времени СЭС и ВЭС необходимо оснащать дополнительным источником энергии с возможностью регулирования мощности генерации или системами накопления энергии (СНЭ), позволяющими сглаживать изменения генерации ВИЭ и обеспечивать балансировку нагрузки. Такие системы с двумя и более источниками генерации принято называть гибридными.

Гибридные системы с широким разнообразием источников генерации и максимальной интеграцией источников ВИЭ (Hybrid Renewable Energy System, HRES) для производства электроэнергии получили широкое распространение в развитых странах и активно начинают внедряться в развивающихся странах. Внедрение гибридных систем в распределительные сети и электрические системы на стороне конечного потребителя для повышения надёжности, экономичности и экологичности энергоснабжения является для России новым этапом трансформации и модернизации электроэнергетики, что требует глубокого изучения и взвешенного государственного подхода.

УДК 502.174.3. Научная специальность: 2.4.5.

Анализ и перспективы развития гибридных микросетей с возобновляемыми источниками энергии в России

Сергей Иванович Белов, к.т.н., доцент, кафедра «Электроснабжения и теплотехники», Российский государственный аграрный университет (РГАУ) — Московская сельскохозяйственная академия (МСХА) имени К. А. Тимирязева; **Александр Александрович Кролин**, к.т.н., начальник отдела комплексных инновационных программ и проектов, Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»); **Михаил Георгиевич Тягунов**, д.т.н., профессор, кафедра гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (ГВИЭ), НИУ «МЭИ»

В работе проводится анализ развития возобновляемых источников энергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии России и рассматриваются перспективы развития гибридных систем, позволяющих обеспечить максимально эффективную интеграцию возобновляемых источников энергии в региональные энергосистемы. Представлен анализ изменений в законодательстве РФ в области функционирования микрогенерации на розничном рынке электроэнергетики, которые дают серьёзную основу перспективам развития рынка микрогенерации путём создания гибридных микросетей. Рынок микрогенерации в ближайшее время может занять существенную долю в балансе региональных энергосистем России. Показана важная роль и преимущества микрогидрогенерации и систем накопления электроэнергии для долгосрочного энергетического планирования для развития рынка гибридных микросетей в РФ.

Ключевые слова: *возобновляемые источники энергии, микрогенерация, гибридные микросети, микрогидрогенерация, системы накопления электроэнергии, сельская электрификация.*

UDC 502.174.3. Scientific specialty number: 2.4.5.

Analysis and prospects for the development of hybrid microgrids with renewable energy sources in Russia

Sergei I. Belov, PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Power Supply and Thermal Engineering, Russian State Agrarian University — Timiryazev Moscow Agricultural Academy; **Alexander A. Krolin**, PhD (Engineering), Head of the Department of Integrated Innovative Programs and Projects, National Research University "Moscow Energy Institute" (NRU "MEI"); **Mikhail G. Tyagunov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Hydropower and Renewable Energy Sources (HRE), NRU "MEI"

The paper analyzes the development of renewable energy sources in the wholesale and retail electricity markets of Russia and examines the prospects for the development of hybrid systems that ensure the most efficient integration of renewable energy sources into regional energy systems. The article presents an analysis of changes in the legislation of the Russian Federation in the field of microgeneration in the retail electricity market, which provide a serious basis for the prospects for the development of the microgeneration market through the creation of hybrid microgrids. In the near future, the microgeneration market may take a significant share in the balance of regional energy systems of Russia. The important role and advantages of microhydrogeneration and electricity storage systems for long-term energy planning for the development of the hybrid microgrid market, especially in rural areas in various regions of the Russian Federation, are shown.

Key words: *renewable energy sources, microgeneration, hybrid microgrids, microhydrogeneration, energy storage systems, rural electrification.*

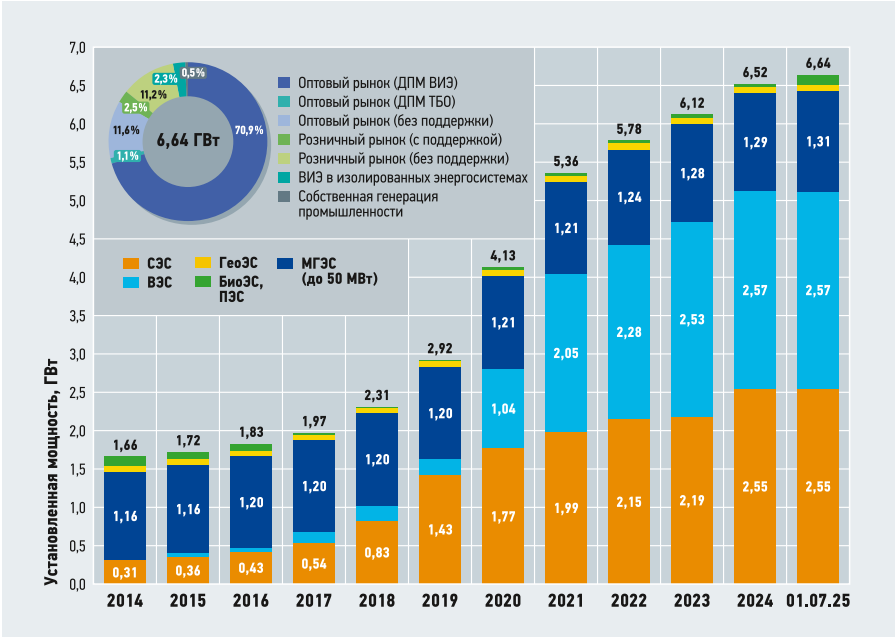


Рис. 1. Совокупная установленная мощность электростанций на основе ВИЭ в России, ГВт [1]

Для эффективной трансформации и декарбонизации отечественной энергетики путём расширения внедрения ВИЭ необходимо максимально использовать зарубежный опыт проектирования, планирования и эксплуатации HRES.

Современный потенциал использования цифровых технологий, искусственного интеллекта, систем интеллектуального учёта и управления энергоресурсами, развитые математические методы и цифровые решения должны помочь оптимизировать процессы планирования, проектирования и реализации решений по объединению разнообразных ВИЭ с их стохастическими характеристиками в гибридную систему для надёжного и гибкого энергоснабжения потребителей электроэнергии в России.

Рынки ВИЭ в России и перспективы их развития

Россия присоединилась к тренду развития ВИЭ значительно позже мировых лидеров низкоуглеродного развития, и сейчас у неё появляется возможность быстро сократить это отставание. В последнее десятилетие в России происходит поступательный ввод в эксплуатацию ВИЭ с поддержкой государства на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по договорам предоставления мощности (ДПМ ВИЭ) и на региональных розничных рынках электроэнергии (РРЭ) с механизмом поддержки окупаемости проектов через тарифы на приоритетную закупку электроэнергии от ВИЭ-генерации в целях компенсации потерь электросетевых компаний. В последние годы в России начал активно развиваться не субсидируемый государством рынок микрогенерации на стороне конечного потребителя с максимальным участием ВИЭ.

мальные электростанции (ГеоЭС) и приливные электростанции (ПЭС). Учёт развития ВИЭ в энергетическом балансе России ведётся в основном за счёт СЭС, ВЭС и МГЭС, которые расположены в ценовых зонах ЕЭС РФ, их установленная мощность и объёмы генерации электроэнергии являются преобладающими по сравнению с другими источниками ВИЭ.

Совокупная установленная мощность ВИЭ-генерации в энергосистеме РФ по итогам 2024 года составила 6,64 ГВт, в том числе: СЭС — 2,56 ГВт, ВЭС — 2,57 ГВт, МГЭС — 1,31 ГВт. ВИЭ-генерация развивается в основном в первой и второй ценовых зонах оптового рынка ЕЭС России, на розничном рынке электроэнергии объёмы ВИЭ значительно меньше. Другие источники ВИЭ в структуре энергобаланса России имеют незначительную установленную мощность. Развитие установленной мощности электростанций на основе ВИЭ за период с 2014 года по июнь 2025-го представлено на рис. 1.

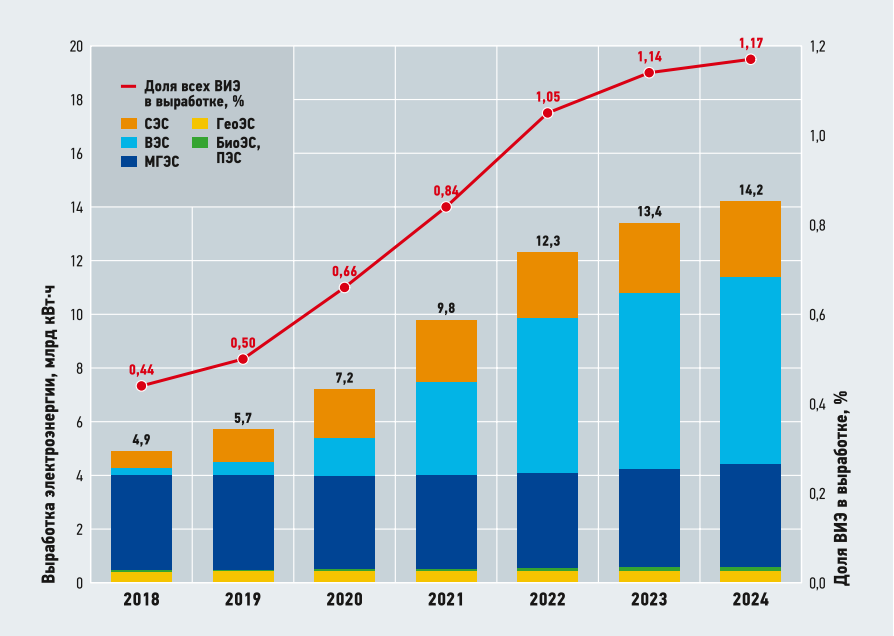


Рис. 2. Динамика выработки электроэнергии на всех объектах ВИЭ, млрд кВт·ч [1]

Источник: АРВЭ, АО «СО ЕЭС», АО «АТС»

В структуре выработки электроэнергии источников ВИЭ в России учитываются солнечные электростанции (СЭС), ветроэлектростанции (ВЭС), малые гидроэлектростанции до 50 МВт (МГЭС), биоэлектростанции на основе биомассы, биогаза, свалочного газа (БиоЭС), геотер-

Совокупная установленная мощность ВИЭ-генерации в энергосистеме РФ по итогам 2024 года составила 6,64 ГВт, в том числе СЭС — 2,56 ГВт, ВЭС — 2,57 ГВт, МГЭС — 1,31 ГВт. ВИЭ-генерация развивается в основном в первой и второй ценовых зонах оптового рынка ЕЭС России

Динамика выработки электроэнергии на всех объектах ВИЭ за период 2018–2024 годов представлена на рис. 2. Следует отметить, что быстрое развитие источников ВИЭ в России по ряду геополитических причин в последние годы значительно затормозилось. Доля выработки электроэнергии ВИЭ в структуре российского энергобаланса пока относительно невелика — около 1,17% от выработки всей энергосистемы России, в то время как в странах ЕЭС доля выработки электроэнергии СЭС и ВЭС значительно больше и по итогам 2025 года составляет в среднем 30,4% [1].

Распределение введённых объектов ВИЭ и их совокупная установленная мощность по регионам России представлены на рис. 3.

Начало развитию СЭС, ВЭС и МГЭС в России было законодательно положено в 2013 году, что создало основу расширения собственной производственной базы производства оборудования для ВИЭ-электростанций. Как отмечает РЭА Минэнерго России, перспективы, объёмы и требования к строительству электростанций ВИЭ с поддержкой государства в России до 2035 года обозначены достаточно чётко: 9–10 ГВт установленной мощности ВИЭ, работающих на ОРЭМ; около 3 ГВт, работающих на РРЭ; а также установки ВИЭ небольшой мощности на технологически изолированных и труднодоступных территориях. По оценкам экспертов Минэнерго, весь российский сегмент ВИЭ к 2035 году может составить около 25 ГВт.

Минэнерго России также отмечает появление и развитие в РФ, начиная с 2021 года, рынка микрогенерации, где конечный потребитель, установивший за счётчиком источники генерации с участием ВИЭ, получает права на технологическое подключение к сети и реализацию в сеть излишков вырабатываемой электроэнергии с некоторыми определёнными ограничениями. По оценкам экспертов, в течение ближайших лет объёмы ввода микрогенерации на основе ВИЭ составят 15–30 МВт в год. С начала действия механизма поддержки микрогенерации ПАО «Россети» по итогам 2021 года уже получило от конечных потребителей электроэнергии на РРЭ 118 заявок на технологическое присоединение объектов микрогенерации ВИЭ общей мощностью 1,23 МВт. Достижимый потенциал рынка микрогенерации на основе ВИЭ без негативного воздействия на энергосистему оценивается экспертами до 15 ГВт [2].

Развитие ВИЭ в мире и в России характеризуется постоянным снижением средней расчётной себестоимости производства электрической энергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции, включая все возможные инвестиции, затраты и доходы (Levelized Cost of Electricity, LCOE). За последние годы величина LCOE значительно снизилась для СЭС до $0,048 за 1 кВт·ч при снижении удельных капитальных затрат с $4808 до $857 за 1 кВт и возрастании среднего коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) с 14 до 17%, а для наземных ВЭС до $0,033 за 1 кВт·ч при снижении удельных капитальных затрат с $2042 до $1325 за 1 кВт

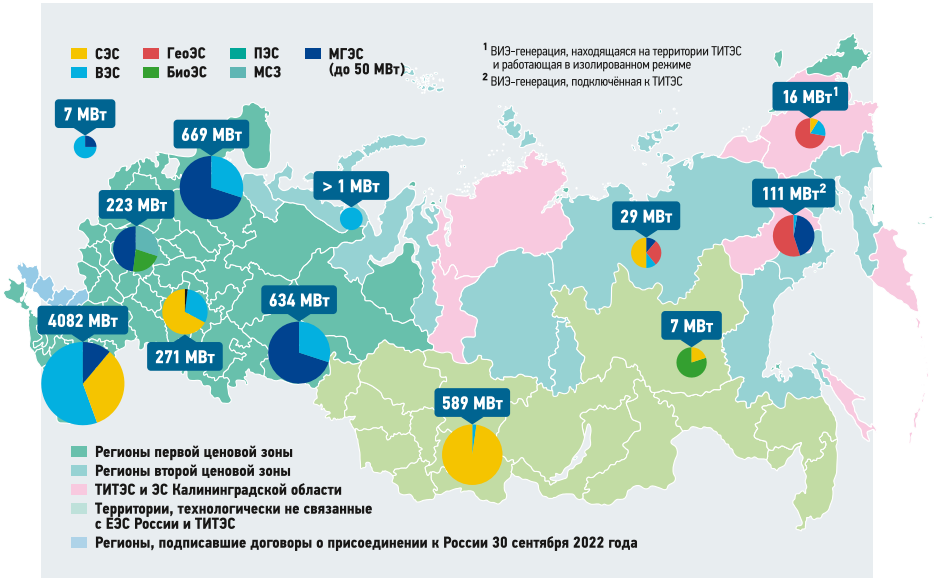


Рис. 3. Распределение объектов ВИЭ по регионам России [1]

и возрастании КИУМ с 27 до 39%, при этом СЭС и ВЭС имеют более низкую стоимость производства электрической энергии, чем стоимость самого дешёвого варианта угольной генерации, и приблизились к аналогичным показателям традиционных энергоустановок [3].

Эффективность работы источников ВИЭ в значительной степени зависит от характеристик местных природных и погодных условий в различных регионах России. В свою очередь, характер изменений мощности генерации СЭС и ВЭС на различных интервалах времени отличается существенной волатильностью, что отражается на возможности ВИЭ-генерации участвовать в балансе регулирования нагрузки и эффективности выработки электроэнергии. Особенно это затрагивает задачи работы ВИЭ на ОРЭМ, где необходимо почасовое планирование мощности генерации на сутки вперёд и чёткое соблюдение почасового графика генерации в режиме реального времени. Стохастические и случайно зависящие от изменений погодных условий объёмы генерации мешают ВИЭ-электростанциям получать необходимую дополнительную прибыль, как в суточном, так и в годовом интервале времени, и требуют соответствующих технических и организационных решений по выравниванию мощности генерации объектов ВИЭ в соответствии с изменениями мощности нагрузки.

Солнечная генерация напрямую зависит от интенсивности солнечной инсоляции и температуры окружающей среды. Генерация ВЭС зависит от интенсивности розы ветров и энергии ветра, который обычно, в отличие от солнечной генерации, имеет наибольшую силу ночью и утром, а в течение года — поздней осенью, зимой и ранней весной. Энергия МГЭС напрямую зависит от изменений речного стока и напора воды в конкретном русле реки, однако в течение суток генерация электроэнергии МГЭС является предсказуемой

Солнечная генерация напрямую зависит от интенсивности солнечной инсоляции и температуры окружающей среды, поэтому в годовом интервале наблюдений генерация СЭС максимальна в продолжительное дневное время летом и минимальна в короткие зимние дни, однако даже в течение дня мощность СЭС может резко изменяться на коротких интервалах времени длительностью от нескольких секунд из-за резких изменений облачности или погодных условий.

Генерация ВЭС зависит от интенсивности розы ветров и энергии ветра, который обычно, в отличие от солнечной генерации, имеет наибольшую силу ночью и утром, а в течение года — поздней осенью, зимой и ранней весной.

Энергия МГЭС напрямую зависит от изменений речного стока и напора воды в конкретном русле реки, однако в течение суток генерация электроэнергии МГЭС (без регулирования стока) является предсказуемой.

Изменения генерации ВИЭ (СЭС, ВЭС и МГЭС) характеризуются большим разнообразием и существенной зависимостью не только от региона, но и от локальной местности, где планируется размещение ВИЭ-электростанции.

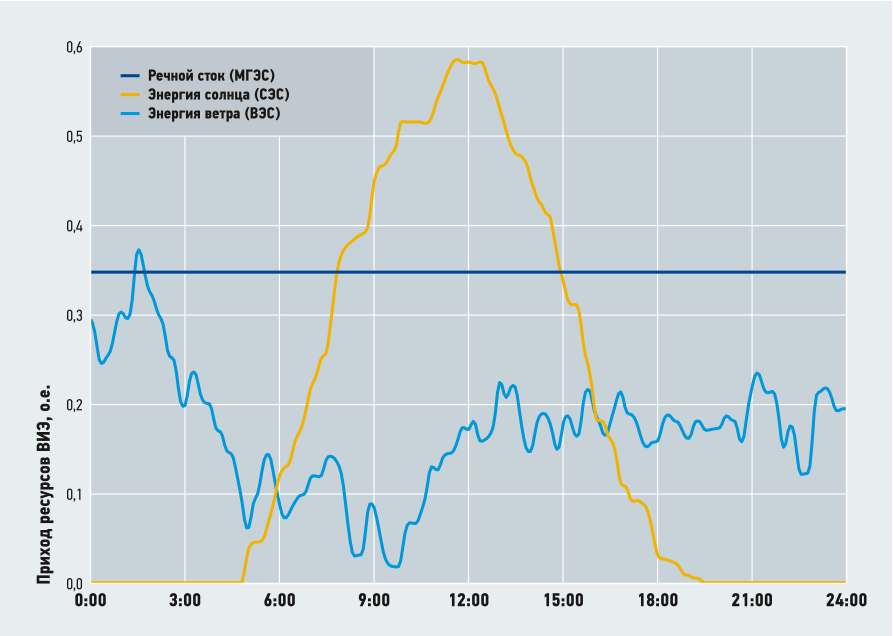


Рис. 4. Характер изменения прихода ресурсов ВИЭ в течение суток в условном районе [2]

Объединение нескольких типов возобновляемых источников энергии в гибридные энергокомплексы, а также оснащение гибридной электростанции на основе ВИЭ источниками гарантированного энергоснабжения на органическом топливе или накопителем энергии позволяет быстро реагировать на колебания мощности, получать энергию при низком спросе или высокой доступности ресурсов и высвобождать её при повышении спроса. Это помогает сбалансировать ежедневное, еженедельное или даже годовое энергопотребление, что даёт преимущества такой гибридной энергосистеме для эффективной работы на ОРЭМ [2, 4].

Пример генерации мощности СЭС, ВЭС и МГЭС в течение условных суток в условном районе представлен на рис. 4.

Одной из основных проблем активного развития ВИЭ-генерации в энергосистеме России с поддержкой государства на ОРЭМ и РРЭ зачастую является относительно низкая экономическая обоснованность проектов с использованием ВИЭ, вызванная высокой стоимостью удельных капитальных затрат на установку оборудования (Capital Expenditures, CAPEX) по сравнению со среднемировыми ценами.

Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) в своих информационных материалах даёт подробный сравнительный анализ развития ВИЭ в России и за рубежом, в том числе основных экономических показателей завершённых проектов ВИЭ: инвестиции в строительство долгосрочных энергетических активов (CAPEX) и нормированная стоимость электроэнергии за весь жизненный цикл установки (LCOE) [1].

Так, максимальный и минимальный диапазоны CAPEX составляют:

- для СЭС за рубежом — $591–1058 за 1 кВт, в России — $813–1009 за 1 кВт;
- для ВЭС за рубежом — $856–1670 за 1 кВт, в России — $1375–1875 за 1 кВт;
- для МГЭС за рубежом — $1500–5500 за 1 кВт, в России — $2750–4000 за 1 кВт.

Высокий CAPEX, а также большая стоимость денежных средств в России приводит к низким оценкам LCOE и сроков окупаемости проектов ВИЭ-генерации на отечественном рынке ОРЭМ и РРЭ.

Сравнительный диапазон max и min LCOE за рубежом и в России составляет:

- для СЭС за рубежом — $34–112 за 1 МВт·ч, в России — $98–189 за 1 МВт·ч;
- для ВЭС за рубежом — $22–102 за 1 МВт·ч в России — $70–181 за 1 МВт·ч;
- для МГЭС за рубежом — $46–268 за 1 МВт·ч, в России — $151–373 за 1 МВт·ч.

Требования по локализации оборудования ВИЭ в России приводят к развитию отечественной производственной базы и постепенному снижению стоимости ВИЭ-оборудования.

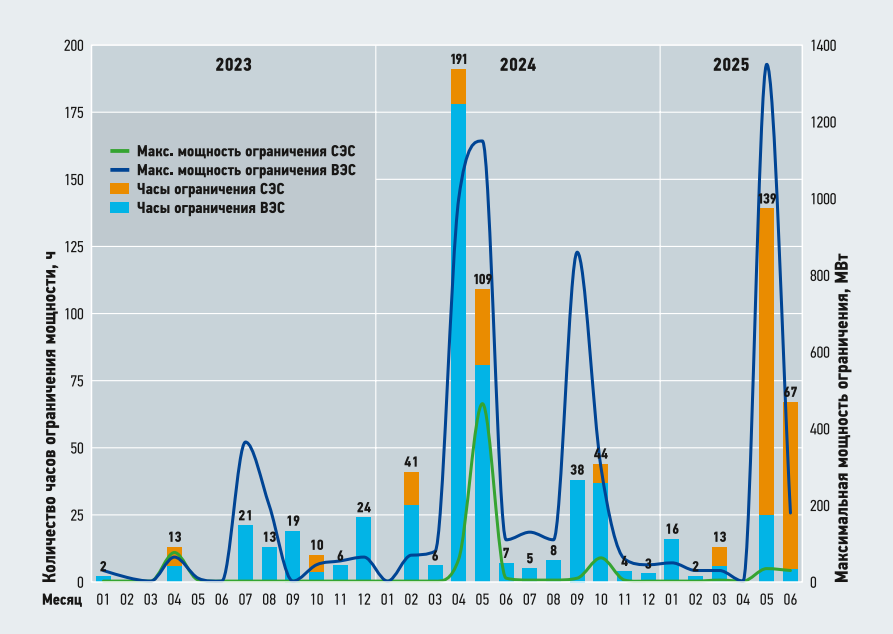
Программа ДПМ ВИЭ распространяется на солнечные, ветровые и малые гидростанции и является фундаментальным инструментом господдержки ВИЭ на ОРЭМ, что гарантирует инвестору оплату установленной мощности в течение 15 лет и норму доходности 12 %, которые должны обеспечить возврат инвестированного капитала

Значительную роль в оценке экономической эффективности ВИЭ играет величина КИУМ, которая определяет отношение фактической выработанной энергии к количеству, эквивалентному непрерывной выработке в течение года, а значит, эффективность установленной мощности электростанции. КИУМ — это традиционный показатель, используемый для оценки использования энергии. Средневзвешенный КИУМ в 2024 году объектов установленной ВИЭ-генерации в России несколько ниже среднемирового КИУМ и составляет для СЭС — 14,5 %, ВЭС — 30,9 %, МГЭС — 39,5 %. Наиболее высокие показатели КИУМ для СЭС были достигнуты в летние месяцы в диапазоне 19,4–21,5 %, для ВЭС наивысшие КИУМ зафиксированы в феврале и сентябре — 44,7 и 46,8 %, соответственно, а максимальный КИУМ МГЭС в некоторых регионах РФ зафиксирован в размере 70,1 % [1].

Строительство крупных объектов ВИЭ на ОРЭМ и РРЭ восполняет возникновение недостатка электроэнергии и мощности в региональных энергосистемах вследствие постоянно растущего спроса со стороны потребителей. Стоимость введения в эксплуатацию ВИЭ-электростанции как минимум вдвое дешевле, чем строительство тепловой генерации, а сроки введения значительно короче. Однако дистанция от проекта до введения ВИЭ-генерации может занимать несколько лет, что значительным образом влияет на экономические показатели работы ВИЭ-электростанции, а 15-летний гарантированный государством механизм поддержки ДПМ ВИЭ на ОРЭМ плохо отражается на конечных потребителях за счёт включения оплаты мощности ВИЭ в тарифы на оплату электроэнергии для населения и предприятий.

Программа ДПМ ВИЭ распространяется на солнечные, ветровые и малые гидростанции и является фундаментальным инструментом господдержки ВИЭ на ОРЭМ, что гарантирует инвестору оплату установленной мощности в течение 15 лет и норму доходности 12 %, которые должны обеспечить возврат инвестированного капитала. Первый этап подготовки проекта ДПМ ВИЭ (принятие решения о реализации проекта и ввод объекта в эксплуатацию) занимает достаточно длительное время — от года до двух лет). На втором этапе в течение 15 лет осуществляется государственная поддержка объектов ВИЭ, и только на третьем этапе проекты ВИЭ начинают формировать прибыль, при этом полный плановый срок эксплуатации энергообъекта для СЭС и ВЭС принимается 25 лет, а для МГЭС — 40 лет.

Экономический анализ отобранных в 2018–2020 годах на конкурсной основе к реализации проектов солнечной, ветровой и малой гидроэнергетики показал: из 11 проектов СЭС семь проектов должны достичь положительного экономического эффекта за 15-летний период, а остальные — за 25 лет; среди 34 проектов ВЭС только 11 электростанций показали возможность достижения положительного экономического эффекта в течение 15-летнего периода действия программы; среди семи проектов МГЭС ни один не должен окупиться ни в период государственной поддержки, ни за 40 лет полной эксплуатации. Показано, что наибольшее влияние на экономику проектов ВИЭ оказывает объём капитальных затрат, а также продолжительность пусконаладочного периода электростанции [5].



Источник: АРВЭ, АО «СО ЕЭС»

Рис. 5. Изменения максимальной мощности и количество часов ограничения мощности СЭС и ВЭС в энергосистеме [1]

Проблемой дальнейшего развития установленной мощности солнечной и ветровой генерации является неконтролируемое увеличение значительных объёмов выдачи мощности источниками генерации СЭС и ВЭС в энергосистему, что в периоды максимальной солнечной инсоляции и максимальных ветровых нагрузок может привести к негативным последствиям и потребовать вмешательства системного оператора энергосистемы по ограничению выдачи мощности ВИЭ в энергосистему на определённое количество часов. Такие процессы уже наблюдаются в России в ряде региональных энергосистем, где диспетчеры вынуждены ограничивать на некоторое время мощности ВИЭ на ОРЭМ для поддержки баланса мощности в системе. Изменения максимальной мощности и количество часов ограничения мощности СЭС и ВЭС в разрезе 2023–2025 годов в энергосистеме представлены на рис. 5 [1].

Для увеличения объёмов проникновения в энергосистему стохастически зависимых от погодных условий ВИЭ необходимо их обеспечить источниками накопления энергии, которые позволяют сгладить колебания генерации источников ВИЭ в режиме реального времени и обеспечить их гибкую работу, как при часовом планировании «на сутки вперёд», так и при соблюдении почасового графика поставки мощности на ОРЭМ в текущие сутки работы энергосистемы, без значительных отклонений от запланированного графика. Непостоянство и изменчивость выработки электроэнергии ВИЭ влияют не только на краткосрочный энергетический баланс мощности и качество электроэнергии, но и на долгосрочный энергетический баланс электроэнергии, когда сезонность и годовая изменчивость возобновляемых ресурсов существенно влияют на выработку объёмов электроэнергии, экономические показатели и окупаемость вложенных средств.

Интеграция систем накопления энергии (как правило, литий-ионных аккумуляторных батарей) позволяет обеспечить поддержание колебаний мощности и оптимизировать инвестиционные решения в области расширения и повышения эффективности использования энергии ВИЭ в энергосистеме. Однако высокая стоимость аккумуляторов и их короткий срок службы (не более 8–10 лет) по сравнению с жизненным циклом СЭС и ВЭС (в среднем 25 лет) приводит к необходимости периодической замены СНЭ и заметному удорожанию гибридных ВИЭ с использованием СНЭ. Увеличение длительности хранения ведёт к росту капитальных затрат на интеграцию СНЭ в HRES.

При хранении длительностью четыре часа эффективность работы HRES в энергосистеме может составлять до 16–20 % от пикового спроса энергосистемы [6].

Экономический анализ гибридных ВИЭ в России и за рубежом, проведённый АРВЭ, показал, что применение СНЭ в гибридных СЭС и ВЭС приводит к удорожанию установок HRES практически вдвое и, соответственно, к значительному увеличению LCOE по сравнению с применением СЭС и ВЭС без СНЭ [1].

Диапазон max и min CAPEX составляет следующие величины:

- для СЭС + СНЭ (50 %, шесть часов) за рубежом — $ 1009–2136 за 1 кВт, в России — $ 1763–2294 за 1 кВт;
- для ВЭС + СНЭ (50 %, шесть часов) за рубежом — $ 1274–2748 за 1 кВт, в России — $ 2325–3169 за 1 кВт;
- для СЭС (50 %) + ВЭС (50 %) + СНЭ (50 %, шесть часов) за рубежом — $ 1141–2442 за 1 кВт, в России — $ 2044–2731 за 1 кВт.

Соответственно, диапазон max и min LCOE составляет:

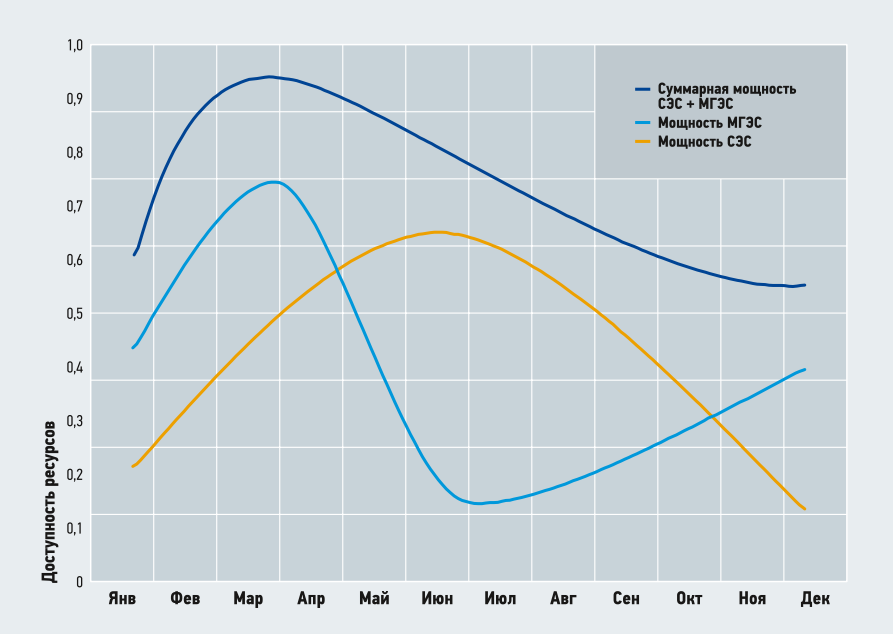
- для СЭС + СНЭ (50 %, шесть часов) за рубежом — $ 61–200 за 1 МВт·ч, в России — $ 220–409 за 1 МВт·ч;
- для ВЭС + СНЭ (50 %, шесть часов) за рубежом — $ 34–152 за 1 МВт·ч, в России — $ 130–299 за 1 МВт·ч;
- для СЭС (50 %) + ВЭС (50 %) + СНЭ (50 %, шесть часов) за рубежом — $ 41–167 за 1 МВт·ч, в РФ — $ 159–342 за 1 МВт·ч.

Снижения потребности в СНЭ и, соответственно, снижения CAPEX и LCOE гибридных систем ВИЭ можно добиться путём пространственно-временной координации мультиэнергетических систем [7]. В настоящее время в мировой практике взаимодополнение возобновляемой генерации стало считаться весьма перспективным решением для обеспечения более плавной интеграции, обычно объединяющей два источника генерации HRES в энергосистему. Исследования показали, что соединение трёх и более источников генерации ВИЭ может быть более эффективным в тех случаях, когда они могут взаимно дополнять друг друга в определённом регионе или локальной местности на различных временных отрезках, от часа до суток, в течение сезонных и годовых изменений генерации различных ВИЭ (солнца, ветра и энергии воды) [8].

Применение гибридных гидроэнергетических решений может существенно облегчить интеграцию СЭС и ВЭС в энергосистему, снизить длительность и объёмы хранения электроэнергии в СНЭ и тем самым уменьшить совокупные капитальные затраты на интеграцию в гибридную генерацию ВИЭ. Использование гидроэнергии для компенсации колебаний мощности СЭС и ВЭС имеет большое значение для повышения надёжности потребления возобновляемой энергии. Гидроэнергетические гибриды могут снизить вариабельность выходной мощности HRES и помочь сделать производство энергии более надёжным. Такие гибридные электростанции обладают рядом преимуществ, включая большую гибкость энергосистемы, возможность диспетчеризации выработки электроэнергии, экономию средств и эффективное использование земли и ресурсов. Гибридные установки могут эффективно использовать взаимодополняемость объединённых энергетических ресурсов и сбалансировать выработку энергии в течение дня и сезона, быстро адаптироваться к изменениям погодных условий и гибко реагировать на изменения спроса. В гибридной системе гидроэлектростанция способна поддерживать переменную мощность солнечной или ветровой энергии для поддержания баланса мощности в течение длительного времени, что повышает эффективность обеих технологий СЭС и ВЭС, сокращает время простоя по требованию диспетчерской службы энергосистемы и увеличивает доходы собственников гибридной электростанции.

На рис. 6 представлен график, показывающий выравнивание суммарной мощности гибридной СЭС + МГЭС на годовом отрезке времени в условной энергосистеме [9].

Непрерывный рост доли ВИЭ вызывает потребность в точном планировании, для чего необходимо развитие методов прогнозирования мощности в различных временных масштабах для нескольких типов возобновляемой энергии. Экономически эффективная интеграция генерации ВИЭ зависит от более гибкого проектирования энергетических систем с целью справляться с колебаниями выработки возобновляемой энергии на нескольких временных масштабах. Оптимальные методы планирования мультиэнергетической комплементарной системы, учитывающей стохастические выходные характеристики возобновляемой энергии в различных временных масштабах, являются предметом дальнейшего изучения и развития [10].



Источник: World Bank

Рис. 6. Изменения суммарной мощности гибридной СЭС + МГЭС в гибридной энергосистеме на годовом отрезке времени [9]

По мере интеграции в энергосистему всё большего количества ветровых, солнечных и гидроэнергетических ресурсов совместно с системами накопления энергии важно пересмотреть методы планирования и моделирования расширения мощности энергосистем с максимальным участием ВИЭ для улучшения экономических показателей и сокращения сроков окупаемости, увеличения возможности приносить большую системную ценность, балансируя волатильность ВИЭ и создавая большую гибкость для успешной поддержки интеграции гибридных мощностей ВИЭ в портфель генерации с наименьшими затратами [11].

Высокий природный потенциал источников ВИЭ в российских регионах позволяет параллельно развивать солнечную, ветровую и гидроэнергетическую отрасли. В ряде регионов рекомендуется строить гибридные электростанции, которые эффективно объединяют две или более технологии ВИЭ одновременно

Скорость интеграции ВИЭ в энергосистему — критерий, который становится ключевым в нашем высокотехнологичном мире. Те преобразования в электроэнергетике, на которые ещё полвека назад требовались десятилетия, сегодня могут произойти буквально в течение года. На экономические показатели проектов ВИЭ в России значительное влияние оказывают не только объёмы вложенных в проект денежных средств, но и постоянный рост стоимости финансирования. Долгосрочные проекты, на реализацию которых потребуется 10–15 лет, становятся максимально рискованными или вообще нерентабельными. Поэтому в тренде должны быть решения, реализация которых может осуществляться быстро.

Высокий природный потенциал источников ВИЭ в российских регионах позволяет параллельно развивать солнечную, ветровую и гидроэнергетическую отрасли. В ряде регионов РФ рекомендуется строить гибридные электростанции, которые эффективно объединяют две или более технологии ВИЭ одновременно. Это позволяет минимизировать сильное влияние погодных условий на надёжность источника питания. Естественным условием развития сектора ВИЭ является высокий ресурсный потенциал регионов, включая параллельное развитие двух или нескольких типов: солнечной, ветровой, гидроэнергетической и/или биоэнергетики. Однако значительным препятствием является высокая стоимость и ограниченное пространство для строительства новых электростанций, особенно в центральных и густонаселённых регионах [12, 13].

Наряду со строительством крупных объектов ВИЭ на ОРЭМ и РРЭ в России существует и активно развивается розничный рынок распределённой генерации, где многие конечные потребители на РРЭ устанавливают за свой счёт в принадлежащих им на законных основаниях электрических сетях за счётчиком устройства генерации, включая микрогенерацию на основе ВИЭ.

Этот рынок развивается самостоятельно, в основном многочисленными потребителями электроэнергии малого бизнеса в частном секторе, а также включает большое количество домохозяйств, заинтересованных в надёжном и качественном электроснабжении. Установка ВИЭ осуществляется достаточно быстро за счёт конечного потребителя без поддержки и контроля со стороны государства, поэтому учёт установленной мощности таких ВИЭ точно оценить невозможно.

Этот рынок активно развивается и будет расти прежде всего за счёт потребителей, расположенных в загородной и сельской местности, где надёжность и качество электроснабжения постоянно снижаются, а стоимость электроэнергии из сети неуклонно растёт, что негативным образом отражается на эффективности работы малого бизнеса и малых предприятий сельскохозяйственного сектора. Предприятия малого и среднего предпринимательства в сельской местности являются потребителями, максимально заинтересованными в надёжности и экономичности электроснабжения, поэтому в ближайшие годы следует ожидать массовой реализации проектов микрогенерации в сельской местности [14–16].

Если с начала действия механизма поддержки микрогенерации в начале 2022 года от конечных потребителей электроэнергии на РРЭ было получено 118 заявок на технологическое присоединение объектов микрогенерации общей мощностью 1,23 МВт, то по итогам 2024 года, согласно данным, представленным АРВЭ, было уже заключено 723 договора по технологическому подключению к сети для продажи излишков электроэнергии, при этом суммарная мощность микрогенерации на основе ВИЭ составила 7,816 МВт. Несмотря на малую мощность подключения ВИЭ к сети таких потребителей (порядка 10 кВт), потенциальных потребителей, желающих улучшить свои экономические показатели и надёжность энергоснабжения на РРЭ, в ближайшем будущем можно ожидать миллионы, поэтому по суммарной установленной мощности потенциал рынка микрогенерации порядка 15 ГВт можно признать достижимым и сопоставимым с планируемой мощностью ввода электростанций ВИЭ на ОРЭМ и РРЭ с поддержкой государства до 2035 года.

Рынок микрогенерации в России растёт в основном за счёт установки крышных СЭС, при этом в сельской местности, в отличие от городской, имеется широкая возможность использования разнообразного сочетания источников ВИЭ в структуре выработки электроэнергии: СЭС, ВЭС, микро-ГЭС, электростанции на основе биомассы и биогаза от отходов сельскохозяйственной и животноводческой деятельности. Внедрение гибридных микросистем (HRES) для интеграции двух или более ВИЭ (обычно солнечной, ветровой и гидроэнергии) с технологиями хранения энергии и стратегиями управления для преодоления ограничений генерации для этих объектов уже получило широкое распространение в развитых и развивающихся странах, являясь перспективным путём к устойчивому и экономически эффективному производству электроэнергии, особенно для энергоснабжения отдалённых и сельских районов [17].

Рынок микрогенерации в России растёт в основном за счёт установки крышных СЭС, при этом в сельской местности, в отличие от городской, имеется широкая возможность использования разнообразного сочетания источников ВИЭ в структуре выработки электроэнергии: СЭС, ВЭС, микро-ГЭС, электростанции на основе биомассы и биогаза

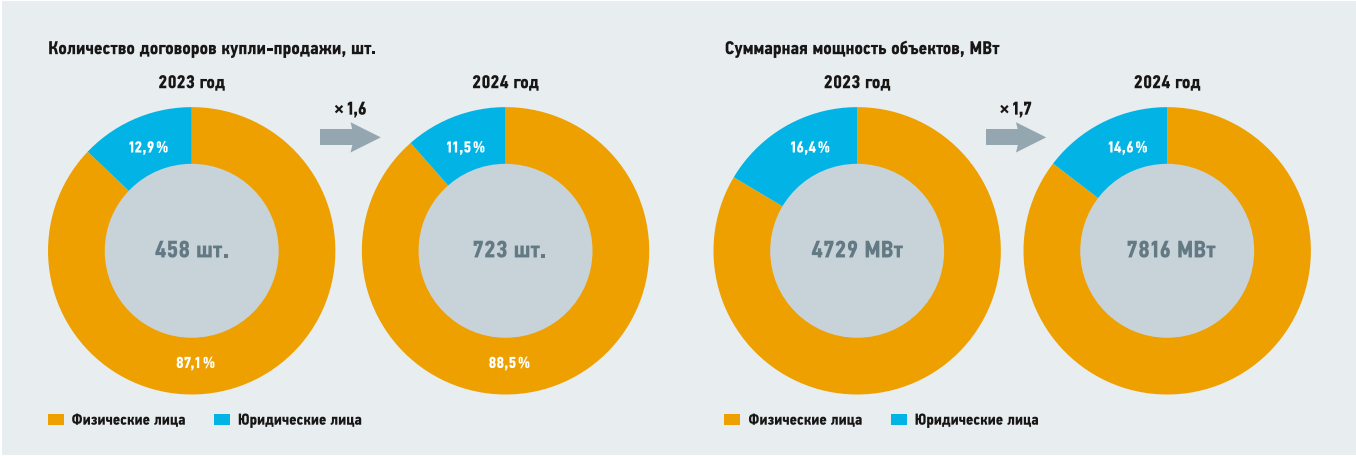
Развитие розничных рынков ВИЭ-микрогенерации в России

Практическое развитие микрогенерации в России произошло более десятилетия назад, когда конечные потребители (малые предприятия и население) в удалённой от крупных городов местности почувствовали на себе проблемы, вызванные частыми и длительными отключениями электроснабжения, снижением качества электроэнергии и постоянным ростом стоимости электроэнергии из сети. Эти проблемы, а также вопросы дальнейшего развития производства, высокая стоимость и бюрократические сложности по увеличению разрешённой мощности на технологическое подключение к электросетям стали вынуждать частный сектор к установке собственной генерации за счётчиком коммерческого учёта электроэнергии. Солнечная микрогенерация на крышах зданий и сооружений, благодаря значительному снижению её стоимости, простоте установки и эксплуатации, а также быстрой окупаемости из-за постоянного роста стоимости электроэнергии из сети, начинает набирать всё бóльшую популярность в частном секторе (среди домохозяйств и предприятий малого бизнеса) в различных регионах России.

Наибольшие объёмы солнечной микрогенерации установлены в Краснодарском крае, где наблюдается острый дефицит мощности, особенно в летнее время, а высокие тарифы на электроэнергию и быстрый рост энергопотребления в сферах сельского хозяйства и обслуживания населения в период летних отпусков стали вызывать большие затруднения у потребителей электроэнергии. Высокая солнечная инсоляция в крае и большое количество солнечных дней в году, снижение стоимости солнечных панелей и оборудования для их установки и эффективной работы, скорость ввода в эксплуатацию и возможность масштабирования дали широкую перспективу развитию солнечной микрогенерации. Это обеспечило развитие малого бизнеса, специализирующегося на установке СЭС, который успел зарекомендовать себя как надёжная и эффективная альтернатива традиционной генерации на природном топливе с быстрым сроком окупаемости вложенных средств. Положительный опыт работы солнечной микрогенерации и частная инициатива руководителей малых предприятий по установке СЭС в Краснодарском крае инициировали законодательные изменения в области правил функционирования розничного рынка электроэнергии [18].

Правовой статус микрогенерации в России как объекта по производству электрической энергии для собственного энергопотребления, принадлежащего по праву собственности потребителю, определил Федеральный закон от 27 декабря 2019 года №471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон “Об электроэнергетике” в части развития микрогенерации». Потребители, энергопринимающие устройства которых технологически присоединены к распределительной сети напряжением не выше 1000 В, получили право продавать излишки выработанной электроэнергии в сеть с ограничением мощности продаж до 15 кВт.

Постановление Правительства РФ от 2 марта 2021 года №299 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации» регламентировало механизм взаимоотношений участников розничного рынка электроэнергии с участием микрогенерации и их взаимодействия с территориальными сетевыми организациями (ТСО) и энергосбытовыми компаниями, которые являются гарантирующими поставщиками (ГП) электроэнергии в регионе.



Источник: Минэнерго России; (Ассоциация ГП и ЭСК)

Рис. 7. Количество договоров купли-продажи электрической энергии и суммарная мощность объектов микрогенерации на основе ВИЭ [1]

При осуществлении технологического присоединения объекта микрогенерации к сети ТСО обязана установить интеллектуальный двунаправленный счётчик электроэнергии для обеспечения в удалённом режиме почасовых измерений потребляемой из сети и отпускаемой в сеть электрической энергии для обеспечения финансовых расчётов с гарантирующими поставщиками на условиях взаимозачёта (сальдирования).

Закон о микрогенерации вызвал большой интерес у значительного количества активных потребителей, как среди населения, так и у юридических лиц, уже установивших устройства генерации с использованием ВИЭ и имеющих возможность реализации излишков электроэнергии в сеть для получения дополнительной прибыли. Практически все установленные потребителями устройства ВИЭ представляют собой солнечные панели на крышах домохозяйств (мощностью от 1 до 10–15 кВт) и производственных зданий (мощностью до сотни киловатт).

При этом отмечен только один случай установки ВЭС, где потребитель заключил договор на продажу излишков ветровой электроэнергии.

Итоги 2023–2024 годов показывают активный рост количества заключённых с ГП договоров по продаже излишков электроэнергии в сеть. По сравнению с 2022 годом, когда было заключено только 48 договоров, количество договоров по итогам 2024 года выросло в 15 раз, суммарная мощность микрогенерации на основе ВИЭ составила 7,816 МВт, как показано на рис. 7.

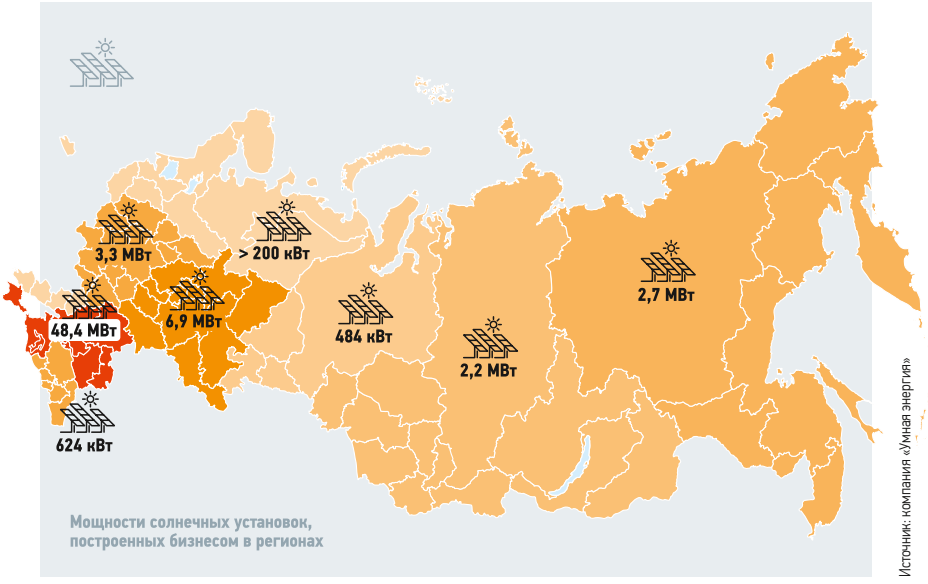
Согласно данным Минэнерго России, наибольшее количество объектов СЭС размещено в Краснодарском крае, Ростовской, Московской и Волгоградской областях и Республике Татарстан. Анализ заключённых договоров показывает значительный перекос: потребители — юридические лица (со средней мощностью 14 кВт и высокой стоимостью электроэнергии из сети) заключили всего 83 договора с ГП общей мощностью 1,142 МВт, в то же время значительно больше потребителей — домохозяйств (в количестве 640 со средней мощностью 10 кВт и невысокими тарифами на электроэнергию) заключили договоры с ГП на продажу избытков мощности в сеть [1].

По оценкам экспертов Минэнерго России, объёмы ввода микрогенерации ВИЭ составят 15–30 МВт в год, а весь потенциал рынка микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии без негативного воздействия на энергосистему оценивается величиной порядка 15 ГВт, что более чем в два раза может превысить совокупную установленную мощность на ОРЭМ и РРЭ всех электростанций на основе ВИЭ в России. Эксперты полагают, что рынок микрогенерации ожидают перспективы быстрого развития [2].

По данным компании «Умная энергия», специализирующейся на монтаже солнечной генерации, установленная мощность микро-СЭС, построенных юридическими лицами в различное время, только в Краснодарском крае составляет на 2024 год величину 48,4 МВт, что более чем в 40 раз превышает совокупную мощность ВИЭ предприятий, заключивших договоры на выдачу излишков электроэнергии в сеть (рис. 8).

Это более тысячи компаний со средней мощностью СЭС от 10 до 100 кВт, которые уже получили опыт работы с ВИЭ-генерацией и могут ощутить необходимость и экономические преимущества выдачи излишков солнечной электроэнергии в сеть для получения дополнительной прибыли.

Установка СЭС особенно эффективна при наличии жарких солнечных дней, когда наблюдается избыток солнечной генерации, а энергосистема испытывает значительный дефицит мощности из-за массы включённых кондиционеров, как это обычно бывает летом на Кубани (Краснодарский край ЮФО РФ), поэтому дефицитные региональные энергосистемы должны быть максимально заинтересованы в развитии микрогенерации в регионе.



Источник: компания «Умная энергия»

Рис. 8. Установленная мощность микро-СЭС в регионах России в 2024 году

Как показывает уже имеющийся опыт работы малых организаций по установке микро-СЭС, среди домохозяйств с низким тарифом на электроэнергию для населения наиболее зажиточная часть домохозяйств начинает дорожить комфортом и надёжностью электроснабжения при длительных отключениях сети, устанавливает системы «умный дом», интеллектуальные системы учёта энергоресурсов (электроэнергии) и управления ответственной нагрузкой для повышения экономичности её работы (холодильного оборудования, систем кондиционирования и водоснабжения, освещения, охраны, интернета) в зависимости от изменений тарифа на электроэнергию в течение суток. Такие домохозяйства вместо бензиновых генераторов устанавливают гибридные СЭС с аккумуляторной системой накопления энергии или сочетание гибридной СЭС для ответственной нагрузки и сетевой СЭС для остальной нагрузки. Для таких потребителей сроки окупаемости вложенных средств в гибридную СЭС не являются определяющими при выборе варианта энергоснабжения, однако возможность реализации излишков солнечной энергии в сеть даёт дополнительный доход домохозяйству и сокращает срок окупаемости дорогостоящей гибридной СЭС.

Для организаций — юридических лиц (с высокими тарифами на электроэнергию из сети) наблюдается несколько иная картина. Такие предприятия, количество которых неуклонно растёт по всей стране, особенно в южных регионах России, где наблюдается высокая солнечная инсоляция, устанавливают, как правило, сетевые СЭС без наличия аккумуляторных систем накопления энергии. Сетевые СЭС дают потребителю существенную экономию денежных средств за счёт снижения объёмов оплаты дорогостоящей электроэнергии из сети и объёмов расхода топлива на дизельную генерацию, но не обеспечивают солнечную генерацию при отключении сети. Такие сетевые СЭС для малых предприятий — потребителей в регионах с высокой стоимостью электроэнергии из сети окупаются очень быстро, практически за три-четыре года с момента ввода в эксплуатацию.

Сетевые СЭС имеют возможность получать дополнительную прибыль и быстрее окупать вложенные средства за счёт продажи летом излишков электроэнергии в сеть. Однако сетевые СЭС работают только при наличии напряжения в сети, при отключениях в сети потребителю необходимо иметь дополнительный источник генерации.

Решение задач обеспечения надёжного электроснабжения при отключениях в сети решается путём установки аккумуляторной системы накопления энергии и гибридного инвертора для управления процессами заряда-разряда аккумуляторов и отключений-подключений к системе централизованного электроснабжения. Гибридная СЭС с аккумуляторной СНЭ стоит значительно дороже (в 1,5–2 раза), чем сетевая СЭС.

Ограничение фиксированного лимита 15 кВт часто не совпадает с реальной экономикой для многих коммерческих объектов, не позволяет осуществлять проекты по установке более мощных ВИЭ в сочетании с СНЭ, гибридными инверторами и выделенными критическими нагрузками. Это создаёт разрыв между юридически допустимой и экономически оптимальной мощностью

Определённые трудности для возможности быстрого развития этой категории потребителей на РРЭ без государственной поддержки и внимания региональных органов власти вызваны в основном следующими причинами:

- высокая стоимость более мощной, чем у населения, гибридной СЭС с аккумуляторной СНЭ;
- отсутствие необходимых свободных денежных средств у юридических лиц для единовременных вложений в гибридную солнечную установку с аккумуляторами;
- имеющиеся в настоящее время ограничения по продаже избытков электроэнергии объектов микрогенерации до 15 кВт;
- более длительная, чем у населения, процедура согласования технологического присоединения объекта микрогенерации ВИЭ к сетям ТСО и договорных отношений потребителя-юридического лица с ГП по двусторонней купле-продаже электроэнергии.

Ограничение фиксированного лимита 15 кВт часто не совпадает с реальной экономикой для многих коммерческих объектов, не позволяет осуществлять проекты по установке более мощных ВИЭ в сочетании с системами накопления энергии, гибридными инверторами и выделенными критическими нагрузками исходя из их реального профиля электропотребления, что создаёт разрыв между юридически допустимой и экономически оптимальной мощностью, влияет на приемлемый срок окупаемости и значительно снижает инвестиционную привлекательность проектов ВИЭ.

Последние изменения законодательства РФ о микрогенерации с принятием Федерального закона от 26 июня 2026 года №208-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон “Об электроэнергетике” и отдельные законодательные акты Российской Федерации» позволяют снять жёсткое ограничение мощности распределённой генерации на стороне конечного потребителя и адаптировать рынок ВИЭ в соответствии с развитием технологий микрогенерации и рыночными изменениями. Эти изменения позволят значительно увеличить число участников рынка микрогенерации ВИЭ среди множества малых предприятий, активно развиваться рынку ВИЭ на РРЭ, подбирать оптимальную мощность и источники ВИЭ под реальные потребности потребителя, сделать микрогенерацию инструментом управления энергозатратами для обеспечения надёжного баланса выработки микрогенерации ВИЭ с собственным потреблением и снижения удельной стоимости проектов, искать пути решения для создания оптимальной конфигурации в целях снижения капитальных затрат на создание гибридной микросети и сроков её окупаемости.

Всё это может быть достигнуто за счёт подбора оптимального сочетания мощностей взаимодополняющих источников ВИЭ (солнца, ветра, воды и пр.) на различных временных отрезках с необходимой совокупной мощностью ВИЭ-генерации для надёжного и эффективного электроснабжения конечного потребителя, а также внедрения системы управления нагрузкой, что в целом позволяет значительно снизить необходимую величину СНЭ и затраты на установку HRES.

Создание такой HRES требует тщательных исследований на этапах планирования и проектирования системы. Оптимальный метод планирования мультиэнергетической комплементарной системы, учитывающий стохастические выходные характеристики разных источников возобновляемой энергии в различных временных масштабах, является предметом глубокого изучения в развитых и развивающихся странах.

Электроснабжение на основе гибридных ВИЭ считается одним из лучших решений для проектов электрификации сельских районов в развитых и развивающихся странах. Его преимущества заключаются в обеспечении стабильного, надёжного и непрерывного энергоснабжения этих регионов.

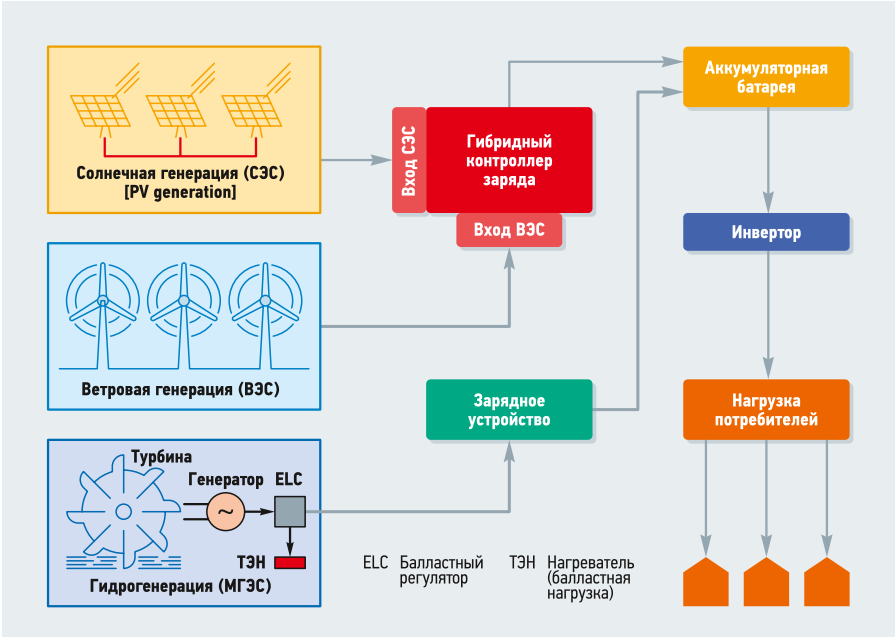


Рис. 9. Гибридная система возобновляемой энергетики [20]

В сельских районах можно внедрять несколько технологических решений интеграции различных ВИЭ, однако универсального решения не существует ни в технологическом, ни в экономическом плане, так как каждый сельский регион имеет свои специфические особенности. Поэтому технологии электроснабжения должны быть оптимизированы с учётом локального контекста, чтобы максимизировать использование доступных в этой местности энергетических ресурсов, при этом надёжность системы повышается, и эффективно балансируется спрос и предложение [19].

Гибридные системы с использованием микро-ГЭС предлагают оптимальное, экологически безопасное и финансово жизнеспособное решение для повышения эффективности производства электроэнергии за счёт солнечной и ветровой микрогенерации. На уровне микросетей каждый сельский потребитель-производитель может индивидуально выбрать правильное соотношение мощности микро-ГЭС, СЭС, ВЭС и СНЭ для обеспечения необходимого энергоснабжения и максимизировать прибыль от совместного использования различных источников генерации. Схематично конфигурация гибридной системы ВИЭ представлена на рис. 9 [20].

Микро-ГЭС позволяют компенсировать стохастические колебания солнечной и ветровой генерации, не требует создания водохранилищ и не нарушает течения воды в русле рек и ручьёв. Суточный режим генерации практически постоянен и мало изменяется в течение года по сравнению с СЭС и ВЭС, что имеет большое значение для повышения надёжности и экономичности интеграции возобновляемой энергии в микросети. Микрогидроэлектростанции с низким напором представляют собой наиболее привлекательный и эффективный способ производства электроэнергии в сельских районах на малых реках и ручьях, достаточной для переработки сельскохозяйственной продукции, энергоснабжения домохозяйств или небольших поселений.

Большинство микро-ГЭС с низким напором вырабатывают мощность менее 100 кВт, имеют простую конструкцию и обеспечивают надёжное энергоснабжение для удовлетворения как базовой нагрузки, так и пикового спроса с эффективностью производства в диапазоне 60–80 %. Большинство сельских районов в развитых странах используют дешёвые и эффективные микро-ГЭС для производства электроэнергии с минимальными начальными и текущими затратами [21].

Концептуальные вопросы освоения гидроэнергетического потенциала малых рек России посредством массового создания микро-ГЭС рассматривались уже давно. Прибрежные зоны малых рек длиной до 100 км, которых в Российской Федерации насчитывается около 3 млн, являются важной составляющей среды обитания значительной части сельского населения и сосредоточения сельскохозяйственного производства.

Микро-ГЭС, характеризующиеся мощностью не более 100 кВт, обеспечивают децентрализованное энергоснабжение путём преобразования в электричество энергии воды, падающей с высоты или просто текущей по руслу. Микро-ГЭС являются одним из наиболее проверенных, экономичных и экологически безопасных способов получения электроэнергии.

Данные микро-ГЭС свободны от многих недостатков крупных гидроэлектростанций и при использовании небольших водотоков занимают минимальные площади застройки, сохраняя природный ландшафт. Для них характерны низкие эксплуатационные затраты и небольшая себестоимость вырабатываемой электрической энергии, малый срок окупаемости и длительный срок службы (40–50 лет), при этом они обладают возможностью комплексного использования водных ресурсов (электроэнергетика, водоснабжение, мелиорация, охрана вод, рыбное хозяйство). Микро-ГЭС строятся за короткие сроки, не требуют возведения плотин и затопления обширных территорий, не отвлекают из хозяйственного оборота плодородные земли, имеют высокие показатели КИУМ (50–60 %) и КПД (до 90 %). Себестоимость вырабатываемой микро-ГЭС электроэнергии в 2–2,5 раза ниже, чем на крупных ГЭС [22–24].

В 1950–1960-х годах в нашей стране действовало порядка 8000 малых ГЭС небольшой мощности и микро-ГЭС. Каждый крупный колхоз в СССР имел свою малую гидростанцию. Часть этих электростанций возможно легко восстановить и поставить современные надёжные микрогенераторы. Рынок производителей такого оборудования в России представлен значительным количеством производителей оборудования для малых гидрообъектов с хорошими эксплуатационными характеристиками и достаточной автоматизацией управления агрегатами. Оборудование выпускается в блочно-модульном исполнении, что сокращает затраты на монтаж и дальнейшую эксплуатацию, обеспечивает возможность работы установок как в автономном режиме, так и с местной электрической сетью, полностью автоматизировано и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала [25].

Развитие малой гидроэлектростанции в сельской местности экономичнее, чем использование других возобновляемых источников энергии, таких как ветер, солнце или биомасса, срок службы микро-ГЭС является самым высоким среди других ВИЭ. Мощность ГЭС меняется постепенно, изо дня в день, а не от минуты к минуте, как в случае с ветром или солнцем. Выбор оптимального соотношения установленной мощности гидроэлектростанции, СЭС и ВЭС в локальной местности является сложной многофакторной задачей, однако правильный выбор сочетания оборудования ВИЭ может принести значительную выгоду в долгосрочной перспективе [26].

Выбор технологии и конфигурации гибридных микросетей

Всё больше конечных потребителей во всём мире используют различные комбинации ВИЭ для создания HRES в целях надёжного и энергоэффективного самообеспечения электроэнергией. Погодные условия становятся всё более изменчивыми, а электрическая нагрузка потребителей и стоимость электроэнергии из сети всё менее предсказуемыми, чем в прошлом, из-за появления новых технологий энергопотребления и распространения динамического ценообразования, особенно в сетях низкого напряжения. Потенциал использования современных цифровых технологий, систем интеллектуального учёта энергоресурсов и цифровых решений помогает оптимизировать объединение разнообразных DER с участием ВИЭ для надёжного и гибкого подключения потребителя к распределительной электросети как на стадии планирования, так и в процессе эксплуатации.

Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA) в обобщающем отчёте [27] даёт краткое определение мини- и микросетей (microgrids, MG) как интегрированной энергетической инфраструктуры, основанной на распределённом производстве электроэнергии с участием большого количества ВИЭ. Микросети обеспечивают значительные преимущества для потребителей по повышению надёжности электроснабжения и экономии на счётах за электроэнергию, а также повышают общую гибкость энергосистемы, к которой они подключены. Правильно спроектированная подключённая к внешней сети MG обладает повышенной надёжностью и высоким уровнем поддержки качества электроэнергии, как в режимах работы параллельно с сетью, так и в случаях кратковременных и длительных отключений внешнего электроснабжения потребителя, обеспечивая круглосуточную подачу электроэнергии. Также MG позволяют снизить потери электроэнергии в распределительных сетях и выдавать излишки генерации ВИЭ в сеть для снижения дефицита мощности в системе [27]. Упрощённая схема такой MG представлена на рис. 10.

Стремительный рост использования разнообразных источников ВИЭ в качестве распределённых энергетических ресурсов (Distributed Energy Resources, DER) создаёт новые конфигурации и принципы работы как распределительных сетей, так и конечных потребителей в виде гибридных систем (HRES) с максимальным участием ВИЭ, которые представляют собой совместно расположенные и интегрированные в локальной местности DER для надёжного самообеспечения местной нагрузки. Как правило, такие DER с использованием ВИЭ соединены в единой точке подключения к централизованной системе электроснабжения за интеллектуальным счётчиком электроэнергии. При этом большое внимание должно уделяться интеллектуальной и силовой инфраструктуре локальной электросети для осуществления мониторинга и управления электроэнергией от разнообразных источников локальной генерации с участием ВИЭ

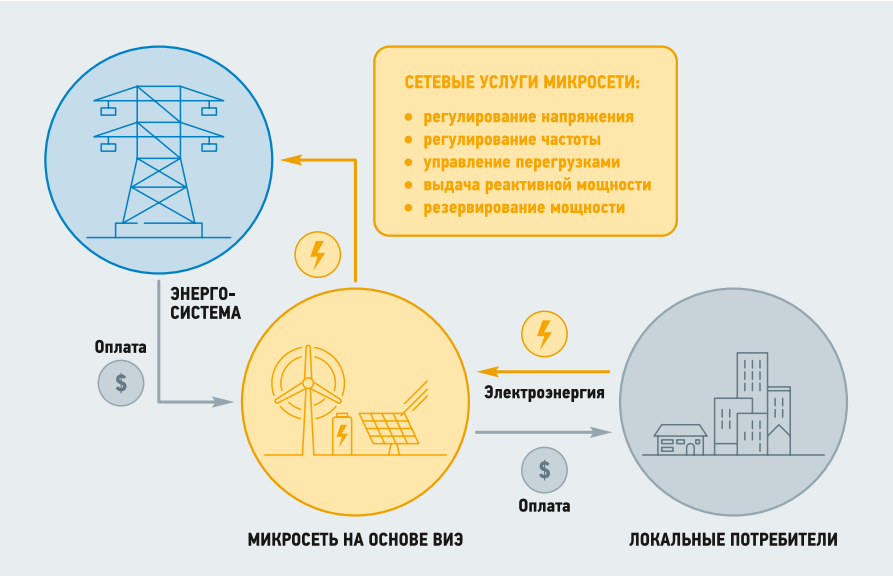


Рис. 10. Схема микросети локального потребителя, подключённого к энергосистеме [27]

> ***Технологии «интеллектуальных сетей» (Smart Grids) должны координировать потребности и возможности всех генераторов, конечных пользователей и заинтересованных сторон на рынке электроэнергии, чтобы максимально эффективно эксплуатировать все части системы***

к управляемой местной нагрузке в режиме реального времени. Гибридная электростанция представляет собой комбинацию двух или более технологий генерации электроэнергии и одной или более технологий хранения энергии, используемых для обеспечения электроэнергетических услуг потребителя, которые могут координироваться в одной точке подключения с однонаправленным или двунаправленным потоком энергии [28].

Технологии «интеллектуальных сетей» (Smart Grids) должны координировать потребности и возможности всех генераторов, конечных пользователей и заинтересованных сторон на рынке электроэнергии, чтобы максимально эффективно эксплуатировать все части системы, минимизируя затраты и воздействие на окружающую среду, при максимальной надёжности, отказоустойчивости и с минимальными нарушениями повседневной работы энергосистемы с акцентом на модернизацию и цифровизацию самих распределительных сетей. Источниками генерации электроэнергии в MG могут быть фотоэлектрические солнечные батареи, ветер и биомасса/биогаз, а также мини- и микрогидроэлектростанции, которые могут работать как отдельно, так и в различном сочетании ВИЭ, а также включать в себя дизельную или газовую генерацию и/или устройства хранения энергии. Для обеспечения режимов работы и финансовых расчётов MG должна быть оснащена интеллектуальными счётчиками и интеллектуальными устройствами контроля, измерения и управления энергоресурсами, а также оборудованием для преобразования энергии [29].

В последние годы во всём мире с развитием технологий ВИЭ наряду с бурным развитием цифровых технологий по управлению микросетями наблюдается стремительный рост числа гибридных электростанций на возобновляемых источниках энергии. Конфигурации HRES разнообразны и включают в себя широкий спектр активов, таких как ветроэнергетические установки (Wind), солнечные фотоэлектрические установки (Photovoltaics, PV), системы хранения энергии на основе аккумуляторных батарей (Battery Energy Storage System, BESS), технологии концентрирования солнечной энергии (Concentrated Solar Power, CSP) и гидроэлектростанции (Hydro), которые могут взаимно дополнять друг друга для обеспечения гибкого электроснабжения.

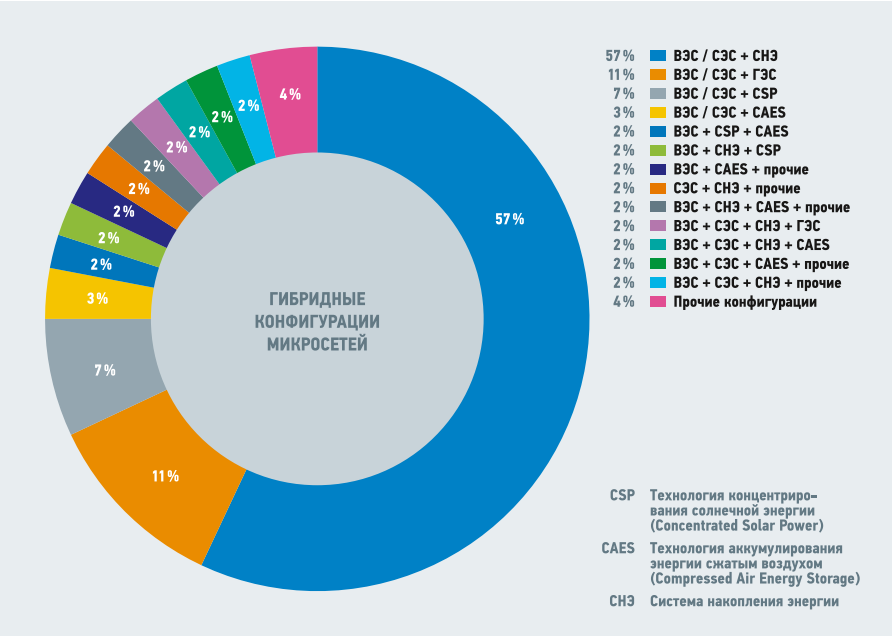


Рис. 11. Распределение гибридных конфигураций микросетей в мире [30]

Как показано на рис. 11, наиболее распространёнными технологиями гибридных микросетей в мире являются Wind (ВЭС) + PV (фотоэлектрическая СЭС) + BESS (СНЭ), на долю которых приходится 57 % установленной мощности, и Wind (ВЭС) + PV (фотоэлектрическая СЭС) + Hydro (ГЭС), которые в сумме составляют 11 % от мощности, генерируемой гибридными электростанциями. Синергия различных источников ВИЭ приводит к более стабильной и эффективной выработке электроэнергии, как в режиме реального времени, так и в сезонном и ежегодном периодах генерации ВИЭ, чем при использовании каждой технологии независимо друг от друга.

Во многом это связано с тем, что в локальной местности часто существует обратная зависимость между доступностью солнечной и ветровой энергии в течение года, при этом интеграция аккумуляторов в HRES такой конфигурации всё чаще рассматривается как стратегический шаг повышения надёжности и гибкости энергоснабжения. В то же время существуют другие перспективные технологии для интеграции в будущие проекты. Например, указанное выше сочетание Wind + PV + Hydro всё больше ценится за гибкость и возможность быстрого регулирования при снижении установленной мощности BESS. Благодаря такому сочетанию HRES могут генерировать более стабильную и контролируемую мощность и получать бóльшую финансовую выгоду на рынке электроэнергии [30].

Изменчивость погодных условий делает невозможным сохранение постоянной скорости ветра или солнечной радиации, что приводит к колебаниям мощности ветряных турбин или фотоэлектрических панелей, которые управляются силовой электроникой и не могут обеспечить мгновенный баланс мощности и стабилизацию напряжения и частоты в микросети при отключении внешней сети, что требует дополнительных рабочих резервов для обеспечения стабильной работы системы. Аккумуляторы дают возможность гибко реагировать на быстрые изменения электропотребления при колебаниях нагрузки и генерации ВИЭ при изменениях погодных условий, обеспечивая необходимый баланс мощности в микросети. Их можно быстро устанавливать и тем самым масштабировать мощность СНЭ, дополняя генерацию ВИЭ в зависимости от потребностей нагрузки. Современные характеристики аккумуляторов выдают запасённую энергию для компенсации снижения прерывистой выработки от источников генерации, использующих ветровую и солнечную энергию, обеспечивая адекватность как системы генерации, так и сети, что приводит к значительным улучшениям в балансе энергии [31].

Гидроэнергетика играет особую роль в мини- и микроэнергосистемах благодаря способности надёжно обеспечивать базовую нагрузку, обладая гибкостью и возможностью хранения электроэнергии в течение длительного времени, что делает её важным инструментом для интеграции большего количества ветровой и солнечной энергии. Гидроэнергетические проекты с использованием русловых ГЭС по принципу речного стока (Run-of-the-River, RoR) и гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) являются наиболее конкурентоспособным вариантом использования возобновляемых источников энергии как в развитых, так и в развивающихся странах. Будущие энергосистемы могут эффективно использовать как аккумуляторы для кратковременного хранения электроэнергии (менее четырёх часов), так и RoR для поддержания нагрузки при снижении или отсутствии генерации солнца и ветра, а также ГАЭС ввиду наличия у последних долгосрочных возможностей регулирования баланса электроэнергии в микросети [32].

Многочисленные преимущества малой гидроэнергетики часто не оцениваются должным образом и должны быть лучше интегрированы в инвестиционные решения и долгосрочное энергетическое планирование, поскольку могут служить ресурсом для нескольких целей одновременно, например, для орошения сельского хозяйства или снабжения питьевой водой. Увеличение инвестиций в построенные по принципу речного стока микрогидроэнергетические технологии позволит обеспечить растущую потребность в стабильных и надёжных решениях для электроснабжения сельских потребителей [26].

Развитие интеллектуальных микросетей происходит с максимальным использованием возобновляемых источников энергии, зависимых от часто меняющихся погодных условий, и систем управления нагрузкой с широким применением информационно-коммуникационных технологий. Жизненно важным для таких объектов является создание системы энергоменеджмента (Energy Management System, EMS), которая помогает максимизировать экономическую отдачу для потребителя, формируя операционные стратегии в различных временных масштабах для эффективного удовлетворения спроса. EMS наилучшим образом обеспечивает интеллектуальное управление MG с помощью приборов учёта энергии, интеллектуальных датчиков и средств коммуникации, управляет выработкой электроэнергии и распределением нагрузки на основе экономических критериев и критериев надёжности. Современные, более совершенные технологии контроля и управления энергоресурсами значительно улучшают возможности оптимального использования разнообразных ВИЭ и влияют на эффективность и экономические показатели работы микросети [33, 34].

Экономически эффективная интеграция генерации ВИЭ зависит от более гибкого проектирования энергетических систем с целью справляться с колебаниями выработки возобновляемой энергии на нескольких временных масштабах для повышения надёжности и эффективности энергоснабжения.

Так, например, в соответствии с энергетической политикой КНР, новые проекты по производству энергии в Китае должны включать аккумуляторное хранение энергии как обязательное условие для подключения к электросети. Увеличение длительности хранения энергии значительно повышает её стоимость. Интеграция гидро-, ветровой и солнечной энергии в качестве взаимодополняющей системы позволяет снизить требования к объёмам и длительности аккумуляторного хранения. С учётом снижения стоимости аккумуляторного хранения растёт интерес к внедрению микро-ГЭС, ВЭС и СЭС в энергетических системах для предоставления множества сетевых услуг, напрямую поддерживающих интеграцию генерации переменной возобновляемой энергии [35, 36].

Глобальные и региональные тенденции указывают на то, что спрос на энергию должен покрываться за счёт широкого внедрения ВИЭ в распределительные электрические сети энергосистем и на стороне конечного потребителя за счётчиком. Несмотря на свой высокий потенциал, внедрение HRES остаётся сложным из-за таких факторов, как вариативность энергетических ресурсов ВИЭ и нагрузки потребителей, многомерные архитектуры систем и значительные затраты, поэтому уже на стадии планирования нужна оценка возможности совместной работы различных источников ВИЭ. Интеграция ВИЭ на стадии планирования характеризуется определением степени их взаимодополняемости в территориальном и временном аспекте.

Концепция взаимодополняемости или комплементарности ВИЭ основана на наблюдении, что разные источники обладают разной степенью доступности в зависимости от времени, сезона и географического положения. Эта характеристика позволяет нескольким источникам энергии совместно удовлетворять потребность в энергии, даже если каждый из них самостоятельно удовлетворяет только часть этого спроса. В гибридных энергетических системах комплементарный характер нескольких ресурсов помогает поддерживать сбалансированную мощность, снижая вариабельность, присущую ВИЭ. При интеграции двух и более источников ВИЭ их совокупная генерация энергии может быть стабилизирована эффективнее, чем от одного источника ВИЭ, что повышает надёжность системы, снижая зависимость от систем хранения энергии и резервного источника генерации на основе ископаемого топлива [37].

Показателям комплементарности ВИЭ, их применению и направлению будущих исследований посвящено достаточно много работ за рубежом. Продвинутые методологии, такие как анализ на основе геоинформационных систем (ГИС), машинное обучение и искусственный интеллект, всё чаще используются для оптимизации конфигураций гибридных систем. Для количественной оценки комплементарности разработаны методики, в том числе используется коэффициент корреляции Пирсона, который определяет линейные связи между временными рядами выхода энергии. Комбинации ветра, солнца и гидроэнергии с сильной сезонной и пространственной синергией снижают зависимость от хранения энергии. Однако результаты не всегда универсальны и требуют индивидуальных стратегий интеграции [38].

Отсутствие стандартизированных методов для количественной оценки комплементарности между тремя и более источниками ВИЭ затрудняет точную оценку устойчивости HRES, особенно в малых масштабах

Отсутствие стандартизированных методов для количественной оценки комплементарности между тремя и более источниками ВИЭ затрудняет точную оценку устойчивости HRES, особенно в децентрализованных и малых масштабах, и в микросистемах потребителей, где оптимальные комбинации ВИЭ необходимы для надёжности. На ранних этапах планирования гибридных проектов необходима разработка показателей комплементарности ВИЭ, которые могут помочь в оценке конфигураций HRES с более плавными профилями генерации, как в условиях расширения действующей микросети с солнечной генерацией, так и в условиях определения перспективы создания микросети с оптимальным сочетанием различных источников ВИЭ, особенно при экономических или сетевых ограничений [8, 39, 40].

1. Рынок возобновляемой энергетики России. Текущий статус и перспективы развития: информационный бюллетень [Электр. ресурс]. Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ). Июль 2025. Режим доступа: rreda.ru. Дата обращ.: 10.07.2026.
2. Возобновляемая энергетика в России и мире [Электр. ресурс]. Российское энергетическое агентство (РЭА) Минэнерго России. 2022. Режим доступа: rosenergo.gov.ru. Дата обращ.: 15.07.2026.
3. Renewable Power Generation Costs in 2021 [Электр. ресурс]. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi, UAE. 2022. Режим доступа: irena.org. Дата обращ.: 14.07.2026.
4. Тягунов М.Г., Шевердиев Р.П. Влияние режимов работы гибридных энергетических комплексов на основе возобновляемых источников энергии на определение типа аккумуляторов энергии // Вестник МЭИ, 2020. №4. С. 62–70.
5. Chebotareva G.S. Economic efficiency of Russian renewable energy projects in the context of state support of the sector. International Journal of Energy Production and Management. Vol. 7. Issue 3. Pp. 226–244.
6. Mallapragada D.S., Sepulveda N.A., Jenkins J.D. Long-run system value of battery energy storage in future grids with increasing wind and solar generation. Applied Energy. 2020. Vol. 275. Art. 115390.
7. Hu J., Li Y., Wörman A., Zhang B., Ding W., Zhou H. Reducing energy storage demand by spatial-temporal coordination of multienergy systems. Applied Energy. 2023. Vol. 329. Art. 120277.
8. Canales F.A., Jurasz J. Assessing micro-scale solar-wind-hydro complementarity in a mountainous catchment through the stability coefficient. Sustainable Energy Technologies and Assessments. October 2025. Vol. 82. Art. 104537.
9. Power with Flexibility: Facilitating the Energy Transition with Hybrid Hydropower Solutions [Электр. ресурс]. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP); International Bank for Reconstruction and Development (IBRD); World Bank Group. Washington, DC, USA. Март 2024. Режим доступа: worldbank.org. Дата обращ.: 10.07.2026.
10. Liu X., Su J., Li L., Han Y., Ran H., Wang Y. Optimal scheduling of hydro-wind-photovoltaic complementary system based on reinforcement learning-proximal policy optimization. Journal of Engineering. 2025. Vol. 2025. Issue 1. Art. e70087.
11. Levin T., Blaisdell-Pijuan P.L., Kwon J., Mann W.N. High temporal resolution generation expansion planning for the clean energy transition. Renewable and Sustainable Energy Transition. 2024. Vol. 5. Art. 100072.
12. Khare V., Jain A., Bhuiyan M.A. Perspective of renewable in the BRICS country. e-Prime — Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy. 2023. Vol. 5. Art. 100250.
13. Chebotareva G., Strielkowski W., Berdnikov A., Tinarsky D. Regional perspective on prospects and risks of the renewable energy in Russia. Energy Science & Engineering. 2024. Vol. 12. Issue 10. Pp. 4139–4165.
14. Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2021. №4. С. 70–80.
15. Ilyushin P.V., Shepovalova O.V., Filippov S.P., Nekrasov A.A. Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations. Energy Reports. 2021. Vol. 7. Sup. 5. Pp. 308–327.
16. Karamov D.N., Ilyushin P.V., Suslov K.V. Electrification of rural remote areas using renewable energy sources: A literature review. Energies. 2022. Vol. 15. Issue 16. Art. No. 5881.
17. Erdiwansyah M., Syahir A.Z., Mamat R., Sardjono R.E. A review of optimization strategies for hybrid renewable energy systems toward sustainable clean energy. Results in Engineering. 2025. Vol. 28. Art. 108363.
18. Белов С.И., Дрига Н.Ф., Коняев Д.А. Развитие микрогенерации и микросетей в сельской местности для эффективной трансформации электроэнергетики на примере Краснодарского края // Журнал СОК, 2025. №3. С. 58–71.
19. Silinto B.F., van der Laag Ya.C., Zuidema C., Faaij A.P.C. Hybrid renewable energy systems for rural electrification in developing countries: A review on energy system models and spatial explicit modelling tools. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2025. Vol. 207. Art. 114916.
20. Anandhi R.J., Singh N., Palakurthy D., Yadav D.K., Albawi A., Parashar A.K., Jithendar P. Hybrid solar-hydropower systems for green energy production: A comprehensive analysis. Proc. of the 16th International Conference on Materials Processing and Characterization (ICMPC-2024). E3S Web of Conferences. 2024. Vol. 552. Art. 01123.

Глобальный рост политических, экономических и социальных угроз надёжного энергоснабжения конечных потребителей, а также рост стоимости электроэнергии на розничном рынке и изношенность распределительных сетей, в особенности в загородной и сельской местности, повышенные требования к надёжности и качеству энергоснабжения конечных потребителей в сочетании с экологическими проблемами, вызванными потреблением ископаемого топлива, обуславливают необходимость развития в России распределённой генерации с максимальным участием различных источников ВИЭ [41]. Гибридные системы возобновляемой энергии HRES, объединяющие такие ресурсы, как солнечная энергетика, ветровая и гидроэнергетика, предлагают перспективный путь к устойчивым энергетическим решениям, которые облегчают финансовое бремя для потребителей, повышая надёжность энергоснабжения потребителей и уменьшая деградацию окружающей среды.

Гибридные системы возобновляемой энергии HRES, объединяющие такие ресурсы, как солнечная энергетика, ветровая и гидроэнергетика, предлагают перспективный путь к устойчивым энергетическим решениям

Заключение

Мировой рынок возобновляемой энергетики развивается быстрыми темпами, в первую очередь за счёт использования энергии солнца, ветра и водных ресурсов, которые обладают значительными преимуществами по сравнению с традиционной системой генерации электроэнергии. Российская Федерация к активной интеграции технологий использования возобновляемых источников энергии в системы производства и распределения электроэнергии приступила значительно позже развитых стран и отстаёт в этом направлении. Однако у нашей страны есть хорошие возможности сократить это отставание за счёт дальнейшего развития собственного производства оборудования, предназначенного для использования ВИЭ, и внедрения современных цифровых технологий планирования и управления распределённой генерацией с максимальным участием ВИЭ.

Первоначальный этап развития ВИЭ в России дал начало развитию крупных СЭС, ВЭС и малых ГЭС, которые при поддержке государства поставляли электроэнергию на оптовый и розничный рынки. В настоящее время активно развивается рынок микрогенерации, где потребители самостоятельно и за свой счёт устанавливают СЭС небольшой мощности для обеспечения собственного энергопотребления и имеют возможность продавать излишки электроэнергии в сеть. Последние изменения в законодательстве РФ в области функционирования микрогенерации на розничном рынке электроэнергетики дают серьёзные основания для активного развития этого рынка.

Рынок микрогенерации с максимальным использованием разнообразных ВИЭ на стороне конечного потребителя развивается и в ближайшее время может занять существенную долю в балансе производства в России электроэнергии из возобновляемых источников.

Дальнейшее развитие рынков ВИЭ в России, согласно уже накопленному зарубежному опыту развития, потребует создания гибридных систем ВИЭ с участием систем накопления энергии для компенсации стохастических изменений мощности СЭС и ВЭС на различных временных отрезках. Особого внимания при проектировании, создании и эксплуатации HRES заслуживают давно зарекомендовавшие себя технологии гидрогенерации, особенно недорогие микро-ГЭС, которые позволяют эффективно компенсировать стохастическую генерацию СЭС и ВЭС и снижать необходимые объёмы систем аккумулирования энергии.

Для правильного выбора сочетания возобновляемых источников энергии и их установленной мощности при планировании и проектировании гибридных систем на отечественном рынке необходима разработка соответствующих методик и методов количественной оценки комплементарности между тремя и более источниками ВИЭ, а также определения оптимальной мощности систем накопления энергии.

21. Li W., He M., Wan Z., Dai F., Zhang T., Jiang Y. Long-term optimal scheduling of cascade Hydro-Wind-PV complementary system based on deep deterministic policy gradient. Applied Sciences. 2026. Vol. 16. Issue 10. Art. No. 4630.
22. Малик Л.К. Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках // Малая энергетика, 2004. № 1. С. 37–48.
23. Ясинский В.А., Мироненков А.П., Сарсембеков Т.Т. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ: отраслевой обзор № 14. — Алматы (Республика Казахстан): Евразийский банк развития (ЕАБР), 2011. 34 с.
24. Козюков Д.А. Малые распределённые энергосистемы на основе возобновляемых источников для реконструкции и развития энергетической инфраструктуры сельских территорий // Инновационная наука, 2015. № 9. С. 81–83.
25. Сафронов Н.С., Жолудева Е.Г. Малая гидроэнергетика: требуется перезагрузка // Журнал СОК, 2024. № 9. С. 72–74.
26. Duah I.K., Sekyere C.K.K., Kemausuor F., Amaning K.A. Micro hydropower research and practice over the last decade for advancing decentralized energy access. Discover Sustainability. 2026. Vol. 7. Art. 128.
27. Innovation landscape brief: Renewable mini-grids [Электр. ресурс]. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi, UAE. 2019. Режим доступа: irena.org. Дата обращ.: 05.07.2026.
28. Unlocking the potential of distributed energy resources: Power system opportunities and best practices [Электр. ресурс]. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2022. Режим доступа: iea.org. Дата обращ.: 09.07.2026.
29. Hybrid power plants: Challenges and opportunities [Электр. ресурс]. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2022. Режим доступа: iea.org. Дата обращ.: 09.07.2026.
30. Zhu R., Das K., Sørensen P.E., Hansen A.D. A review on energy management system for grid-connected utility-scale renewable hybrid power plants. Wiley Interdisciplinary Reviews (WIREs): Energy and Environment. 2025. Art. No. e70004.
31. Fang Zh., Shek J.K.H., Sun W. A review of grid-connected hybrid energy storage systems: Sizing configurations, control strategies, and future directions. Journal of Energy Storage. 2025. Vol. 118. Art. 116226.
32. Hydropower special market report. Analysis and forecast to 2030 [Электр. ресурс]. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2021. Режим доступа: iea.org. Дата обращ.: 05.07.2026.
33. Mannini R., Eynard J., Grieu S. A survey of recent advances in the smart management of microgrids and networked microgrids. Energies. 2022. Vol. 15. Art. No. 7009.
34. Kumar A., Singh A.R., Kumar R.S., Deng Y., He X., Bansal R.C., Kumar P., Naidoo R.M. An effective energy management system for intensified grid-connected microgrids. Energy Strategy Reviews. 2023. Vol. 50. Art. 101222.
35. Tian Y., Chang J., Wang Y., Wang X., Meng X., Guo A. The capacity planning method for a hydro-wind-PV-battery complementary system considering the characteristics of multi-energy integration into power grid. Journal of Cleaner Production. 2024. Vol. 446. Art. 141292.
36. Saxena V., Kumar N., Manna S., Rajput S.K., Agarwal K.L., Diwania S., Gupta V. Modelling, solution and application of optimization techniques in hybrid renewable energy system (HRES): From conventional to artificial intelligence. Applied Energy. 2025. Vol. 380. Art. 125047.
37. Jurasz J., Canales F.A., Kies A., Guezgouz M., Beluco A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. Solar Energy. 2020. Vol. 195. Pp. 703–724.
38. Chowdhury P., Chowdhury N., Farrok O. Complementarity in renewable energy sources: Insights from scientometric analysis. Energy Conversion and Management. 2025. Vol. 26. Art. 100930.
39. Белов С.И., Лештаев О.В. Интеллектуальный анализ оптимизации работы микроэнергосистем в сельских электросетях / Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: Мат. XIV Всеросс. науч.-техн. конф. (06–08.06.2024, г. Чебоксары). — Чебоксары: Изд-во ЧГУ, 2024. С. 254–259.
40. Mishuchkov V., Pushkareva M., Belov S. Smart metering and scheduling of electrical loads of buildings. Proc of the International Conference on Automatics and Energy (ICAE-2021). October 7–8, 2021. Vladivostok, Russia. Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2096. Art. No. 012132.
41. Белов С.И., Лештаев О.В. Анализ применения гибридных систем возобновляемой энергетики для электроснабжения потребителей в сельской местности России // Электротехнологии и электрооборудование в АПК, 2026. Т. 73. № 2. С. 100–114.

References — see page 78.

HEATING, HOT WATER AND GAS SUPPLY

Results of experimental studies on the influence of fouling on the thermo-hydraulic performance of a plate heat exchanger with modified surfaces. Pp. 27–31.

Darya A. Abramova, postgraduate student, National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (NRU "MPEI"); **Artem V. Ryzhenkov**, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of the Department of Theoretical Foundations of Thermal Engineering named after M. P. Vukalovich (TFTE), NRU "MPEI"; **Marat R. Dasaev**, PhD (Engineering), Associate Professor, Department of TFTE, NRU "MPEI"; **Evgeny A. Ushak**, postgraduate student, NRU "MPEI"

1. M.Yu. Yurkina, A.Yu. Maskinskaya, N.V. Khomchenko. *Raschet i proektirovanie plastinchatykh teploobmennikov teplovykh punktov: ucheb. posobie* [Calculation and design of plate heat exchangers for heating substations: A tutorial]. Moscow. *Izd-vo MEI* [Publishing House of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute"]. 2022. 52 p. [In Russian]
2. V.A. Galkovskij, M.V. Chupova. *Analiz snizheniya koeffitsienta teploperedachi teploobmennykh apparatov vsledstvie zagryazneniya poverkhnosti* [Analysis of the reduction of the heat transfer coefficient of heat exchangers due to surface fouling]. *Naukovedenie* [Science Studies ("Naukovedenie" Magazine)]. 2017. Vol. 9. No. 2. Pp. 8–11. [In Russian]
3. V.A. Ryzhenkov, A.V. Volkov, M.V. Lukin. *Obrazovanie termobar'ernykh otlozhenij na funktsional'nykh poverkhnostyakh teploobmennogo oborudovaniya: metodich. posobie* [Formation of thermal barrier deposits on the functional surfaces of heat exchange equipment: A methodological guide]. Moscow. *Izd-vo MEI* [Publishing House of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute"]. 2009. 28 p. [In Russian]
4. V.A. Ryzhenkov. *O povyshenii effektivnosti ekspluatatsii otechestvennykh sistem teplosnabzheniya v sovremennykh usloviyakh* [On improving the operating efficiency of domestic heat supply systems in modern conditions]. *Novosti teplosnabzheniya* ["Heat Supply News" Magazine]. 2006. No. 9. Pp. 36–42. [In Russian]
5. G.L. Khavin. *Teplovoj i gidravlicheskij raschet plastinchatykh teploobmennikov s uchetom zagryaznenij* [Thermal and hydraulic calculation of plate heat exchangers taking into account pollution]. *Problemy mashinostroeniya* ["Problems of Mechanical Engineering" Magazine]. 2012. Vol. 15. No. 3–4. [In Russian]
6. W. Li, K. Zhou, R.M. Manglik, G.-Q. Li, A.E. Bergles. Investigation of $CaCO_3$ Fouling in Plate Heat Exchangers. Heat and Mass Transfer. 2016. Vol. 52. Pp. 2401–2414.
7. A.S. Kopylov, V.M. Lavygin, V.F. Ochkov. *Vodopodgotovka v energetike: ucheb. posobie* [Water treatment in the power industry: A study guide]. Moscow. *Izd-vo MEI* [Publishing House of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute"]. 2003. 310 p. [In Russian]
8. M.V. Lukin, A.V. Ryzhenkov, O.V. Kalakutskaya, M.P. Orlov. *Povyshenie nadezhnosti i prodlenie resursa teplovykh setej na osnove snizheniya skorosti korrozii funktsional'nykh poverkhnostej oborudovaniya i truboprovodov v periody ekspluatatsii, prostoya i remonta* [Improving the reliability and extending the service life of heating networks by reducing the corrosion rate of functional surfaces of equipment and pipelines during operation, downtime, and repair]. *Promyshlennaya energetika* ["Industrial Power Engineering" Magazine]. 2012. No. 6. Pp. 16–20. [In Russian]
9. M.V. Lukin, A.V. Ryzhenkov. *Opyt renovatsii sistem otopleniya zhilykh i obshchestvennykh zdanij* [Experience in renovating heating systems in residential and public buildings]. Promyshlennaya energetika ["Industrial Power Engineering" Magazine]. 2014. No. 2. Pp. 18–22. [In Russian]
10. P.A. Akol'zin, Z.I. Zajtseva, K.I. Lazareva. *Preduprezhdenie kislorodnoj i uglekislotnoj korrozii energeticheskogo oborudovaniya s pomoshch'yu oktadetsilamina* [Prevention of oxygen and carbon dioxide corrosion of power equipment using octadecylamine]. *Teploenergetika* ["Thermal Power Engineering" Magazine]. 1958. No. 10. Pp. 54–55. [In Russian]



ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

Analysis and prospects for the development of hybrid microgrids with renewable energy sources in Russia. Pp. 58–71.

Sergei I. Belov, PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Power Supply and Thermal Engineering, Russian State Agrarian University — Timiryazev Moscow Agricultural Academy; **Alexander A. Krolin**, PhD (Engineering), Head of the Department of Integrated Innovative Programs and Projects, National Research University "Moscow Energy Institute" (NRU "MEI"); **Mikhail G. Tyagunov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Hydropower and Renewable Energy Sources (HRE), NRU "MEI"

1. *Rynok vozobnovlyaemoj energetiki Rossii. Tekushchij status i perspektivy razvitiya: informatsionnyj byulleten'* [The Russian renewable energy market. Current status and development prospects: An information bulletin]. *Assotsiatsiya razvitiya vozobnovlyaemoj energetiki (ARVE)* [Renewable Energy Development Association (REDA)]. July 2025. Web-source: rreda.ru. Access date: July 10, 2026. [In Russian]
2. *Vozobnovlyaemaya energetika v Rossii i mire* [Renewable Energy in Russia and the World]. *Rossijskoe energeticheskoe agentstvo (REA) Minenergo Rossii* [Russian Energy Agency (REA) of the Ministry of Energy of Russia]. 2022. Web-source: rosenergo.gov.ru. Access date: July 15, 2026. [In Russian]
3. Renewable power generation costs in 2021. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi, UAE. 2022. Web-source: irena.org. Access date: July 14, 2026.
4. M.G. Tyagunov, R.P. Sheverdiev. *Vliyanie rezhimov raboty gibridnykh energeticheskikh kompleksov na osnove vozobnovlyaemykh istochnikov energii na opredelenie tipa akkumulyatorov energii* [The impact of operating modes of hybrid energy complexes based on renewable energy sources on the determination of the type of energy storage systems]. *Vestnik MEI* [Bulletin of the Moscow Power Engineering Institute (Vestnik MPEI)]. 2020. No. 4. Pp. 62–70. [In Russian]
5. G.S. Chebotareva. Economic efficiency of Russian renewable energy projects in the context of state support of the sector. International Journal of Energy Production and Management. Vol. 7. Issue 3. Pp. 226–244.
6. D.S. Mallapragada, N.A. Sepulveda, J.D. Jenkins. Long-run system value of battery energy storage in future grids with increasing wind and solar generation. Applied Energy. 2020. Vol. 275. Art. 115390.
7. J. Hu, Y. Li, A. Wörman, B. Zhang, W. Ding, H. Zhou. Reducing energy storage demand by spatial-temporal coordination of multienergy systems. Applied Energy. 2023. Vol. 329. Art. 120277.
8. F.A. Canales, J. Jurasz. Assessing micro-scale solar-wind-hydro complementarity in a mountainous catchment through the stability coefficient. Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2025. Vol. 82. Art. 104537.
9. Power with flexibility: Facilitating the energy transition with hybrid hydropower solutions. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP); International Bank for Reconstruction and Development (IBRD); World Bank Group. Washington, DC, USA. March 2024. Web-source: worldbank.org. Access date: 10.07.2026.
10. X. Liu, J. Su, L. Li, Y. Han, H. Ran, Y. Wang. Optimal scheduling of hydro-wind-photovoltaic complementary system based on reinforcement learning-proximal policy optimization. Journal of Engineering. 2025. Vol. 2025. Issue 1. Art. e70087.
11. T. Levin, P.L. Blaisdell-Pijuan, J. Kwon, W.N. Mann. High temporal resolution generation expansion planning for the clean energy transition. Renewable and Sustainable Energy Transition. 2024. Vol. 5. Art. 100072.
12. V. Khare, A. Jain, M.A. Bhuiyan. Perspective of renewable in the BRICS (Brazil, Russia, India, China, South Africa) country. e-Prime — Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy. 2023. Vol. 5. Art. 100250.
13. G. Chebotareva, W. Strielkowski, A. Berdnikov, D. Tinarsky. Regional perspective on prospects and risks of the renewable energy in Russia. Energy Science & Engineering. 2024. Vol. 12. Issue 10. Pp. 4139–4165
14. P.V. Ilyushin. *Perspektivnye napravleniya razvitiya raspredelitel'nykh setej pri integratsii lokal'nykh intellektual'nykh energosistem* [Promising directions for the development of distribution networks with the integration of local smart power systems]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie* ["Electric Power. Transmission and Distribution" Magazine]. 2021. No. 4. Pp. 70–80. [In Russian]
15. P.V. Ilyushin, O.V. Shepovalova, S.P. Filippov, A.A. Nekrasov. Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations. Energy Reports. 2021. Vol. 7. Sup. 5. Pp. 308–327.
16. D.N. Karamov, P.V. Ilyushin, K.V. Suslov. Electrification of rural remote areas using renewable energy sources: A literature review. Energies. 2022. Vol. 15. Issue 16. Art. 5881.
17. M. Erdiwansyah, A.Z. Syahir, R. Mamat, R.E. Sardjono. A review of optimization strategies for hybrid renewable energy systems toward sustainable clean energy. Results in Engineering. 2025. Vol. 28. Art. 108363.
18. S.I. Belov, N.F. Driga, D.A. Konyaev. *Razvitie mikrogeneratsii i mikrosetej v sel'skoj mestnosti dlya effektivnoj transformatsii elektroenergetiki na primere Krasnodarskogo kraya* [Development of microgeneration and microgrids in rural areas for the efficient transformation of the electric power industry: The case of Krasnodar region]. *Zhurnal Santekhnika, Otoplenie, Konditsionirovanie (SOK)* [Journal of Plumbing. Heating. Ventilation]. 2025. No. 3. Pp. 58–71. [In Russian]
19. B.F. Silinto, Ya.C. van der Laag, C. Zuidema, A.P.C. Faaij. Hybrid renewable energy systems for rural electrification in developing countries: A review on energy system models and spatial explicit modelling tools. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2025. Vol. 207. Art. 114916.

20. R.J. Anandhi, N. Singh, D. Palakurthy, D.K. Yadav, A. Albawi, A.K. Parashar, P. Jithendar. Hybrid solar-hydropower systems for green energy production: A comprehensive analysis. Proc. of the 16th International Conference on Materials Processing and Characterization (ICMPC-2024). E3S Web of Conferences. 2024. Vol. 552. Art. 01123.
21. W. Li, M. He, Z. Wan, F. Dai, T. Zhang, Y. Jiang. Long-term optimal scheduling of cascade Hydro-Wind-PV complementary system based on deep deterministic policy gradient. Applied Sciences. 2026. Vol. 16. Issue 10. Art. 4630.
22. L.K. Malik. *Problemy i perspektivy sozdaniya malykh gidroelektrostantsij (GES) na malykh rekakh* [Problems and prospects for the creation of small hydroelectric power plants on small rivers]. *Malaya energetika* ["Small-Scale Energy Generation" Magazine]. 2004. No. 1. Pp. 37–48. [In Russian]
23. V.A. Yasinskij, A.P. Mironenkov, T.T. Sarsembekov. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya maloj gidroenergetiki v stranakh Sodruzhestva Nezavisimykh Gosudarstv (SNG): otraslevoj obzor № 14* [Current status and development prospects of small hydropower in countries of the Commonwealth of Independent States (CIS): Industry review No. 14]. Almaty, Republic of Kazakhstan. *Evrazijskij bank razvitiya (EABR)* [Eurasian Development Bank]. 2011. 34 p. [In Russian]
24. D.A. Kozyukov. *Malye raspredelennye energosistemy na osnove vozobnovlyaemykh istochnikov dlya rekonstruktsii i razvitiya energeticheskoj infrastruktury sel'skikh territorij* [Small-scale distributed energy systems based on renewable sources for the reconstruction and development of rural energy infrastructure]. *Innovatsionnaya nauka* ["Innovative Science" Magazine]. 2015. No. 9. Pp. 81–83. [In Russian]
25. N.S. Safronov, E.G. Zholudeva. *Malaya gidroenergetika: trebuetsya perezagruzka* [Small-scale hydropower: A reboot is needed]. *Zhurnal Santekhnika, Otoplenie, Konditsionirovanie (SOK)* [Journal of Plumbing. Heating. Ventilation]. 2024. No. 9. Pp. 72–74. [In Russian]
26. I.K. Duah, C.K.K. Sekyere, F. Kemausuor, K.A. Amaning. Micro hydropower research and practice over the last decade for advancing decentralized energy access. Discover Sustainability. 2026. Vol. 7. Art. 128.
27. Renewable mini-grids: Innovation landscape brief. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi, UAE. 2019. Web-source: irena.org. Access date: July 5, 2026.
28. Unlocking the potential of distributed energy resources: Power system opportunities and best practices. IEA. Paris, France. 2022. Web-source: iea.org. Access date: July 9, 2026.
29. Hybrid power plants: Challenges and opportunities. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2022. Web-source: iea.org. Access date: July 9, 2026.
30. R. Zhu, K. Das, P.E. Sørensen, A.D. Hansen. A review on energy management system for grid-connected utility-scale renewable hybrid power plants. Wiley Interdisciplinary Reviews (WIREs): Energy and Environment. 2025. Art. e70004.
31. Zh. Fang, J.K.H. Shek, W. Sun. A review of grid-connected hybrid energy storage systems: Sizing configurations, control strategies, and future directions. Journal of Energy Storage. 2025. Vol. 118. Art. 116226.
32. Hydropower special market report. Analysis and forecast to 2030. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2021. Web-source: iea.org. Access date: July 5, 2026.
33. R. Mannini, J. Eynard, S. Grieu. A survey of recent advances in the smart management of microgrids and networked microgrids. Energies. 2022. Vol. 15. Art. 7009.
34. A. Kumar, A.R. Singh, R.S. Kumar, Y. Deng, X. He, R.C. Bansal, P. Kumar, R.M. Naidoo. An effective energy management system for intensified grid-connected microgrids. Energy Strategy Reviews. 2023. Vol. 50. Art. 101222.
35. Y. Tian, J. Chang, Y. Wang, X. Wang, X. Meng, A. Guo. The capacity planning method for a hydro-wind-PV-battery complementary system considering the characteristics of multi-energy integration into power grid. Journal of Cleaner Production. 2024. Vol. 446. Art. 141292.
36. V. Saxena, N. Kumar, S. Manna, S.K. Rajput, K.L. Agarwal, S. Diwania, V. Gupta. Modelling, solution and application of optimization techniques in hybrid renewable energy system (HRES): From conventional to artificial intelligence. Applied Energy. 2025. Vol. 380. Art. 125047.
37. J. Jurasz, F.A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, A. Beluco. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. Solar Energy. 2020. Vol. 195. Pp. 703–724.
38. P. Chowdhury, N. Chowdhury, O. Farrok. Complementarity in renewable energy sources: Insights from scientometric analysis. Energy Conversion and Management. 2025. Vol. 26. Art. 100930.
39. S.I. Belov, O.V. Leshtaev. *Intellektual'nyj analiz optimizatsii raboty mikroenergosistem v sel'skikh elektrosetyakh* [Intelligent analysis of optimization of micropower systems operation in rural power grids]. *Informatsionnye tekhnologii v elektrotekhnike i elektroenergetike: Mat. XIV Vseross. nauch.-tekhn. konf.* [Information Technologies in Electrical Engineering and Power Industry: Proc. of the XIV All-Russian Scientific and Technical Conference]. June 6–8, 2024. Cheboksary. *Izd-vo ChGU* [Publishing House of the Ulyanov Chuvash State University]. 2024. Pp. 254–259. [In Russian]
40. V. Mishuchkov, M. Pushkareva, S. Belov. Smart metering and scheduling of electrical loads of buildings. Proc of the International Conference on Automatics and Energy (ICAE-2021). October 7–8, 2021. Vladivostok, Russia. Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2096. Art. 012132.
41. S.I. Belov, O.V. Leshtaev. *Analiz primeneniya gibridnykh sistem vozobnovlyaemoj energetiki dlya elektrosnabzheniya potrebitelej v sel'skoj mestnosti Rossii* [Analysis of the application of hybrid renewable energy systems for power supply to consumers in rural areas of Russia]. *Elektrotekhnologii i elektrooborudovanie v agropromyshlennom komplekse (APK)* ["Electrical Technologies and Electrical Equipment in the Agro-Industrial Complex" Magazine]. 2026. Vol. 73. No. 2. Pp. 100–114. [In Russian]

Methodology for assessing the solar energy potential in Vietnam. Pp. 72–77.

Tran Le Quynh Chau, postgraduate student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU); **Viktor Vasilievich Elistratov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, SPbPU

1. *Godovoj otchet EVN za 2022–2023 gody* [EVN Annual Report for 2022–2023]. *Elektroenergeticheskaya korporatsiya V'etnama* [Electric Power Corporation of Vietnam] (EVN). Web-source: evn.com.vn. Access date: December 10, 2025. [In Vietnamese]
2. V.V. Elistratov, I.V. Bogun, R.S. *Denisov et al. Resursy i tekhnologii ispol'zovaniya vozobnovlyaemykh istochnikov energii: ucheb. posobie* [Renewable energy resources and technologies: A textbook]. St. Petersburg. *Izd-vo SPbPU* [Publishing House of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University]. 2022. 528 p. [In Russian]
3. Kh.Vi. *Ozhidaetsya, chto spros na elektroenergiyu uvelichitsya primerno na 12–13 % v 2025 godu, no defitsita elektroenergii absolyutno ne budet* [Electricity demand expected to increase by about 12–13 % in 2025, but there will be absolutely no power shortage]. VN Economy of October 19, 2024. Web-source: vneconomy.vn. Access date: December 10, 2025 [In Vietnamese]
4. Geography of Vietnam. Embassy of the Socialist Republic of Vietnam in the USA. Web-source: vietnamembassy-usa.org. Access date: December 10, 2025.
5. E.R. Sanseverino, H.L.T. Thuy, M.H. Pham, M.L. Di Silvestre, N.N. Quang, S. Favuzza. Review of potential and actual penetration of solar power in Vietnam. Energies. 2020. Vol. 13. No. 15. Pp. 7–9.
6. Vietnam. Global Solar Atlas. Web-source: globalsolaratlas.info. Access date: December 10, 2025.
7. *Nekotorye svedeniya o geografii V'etnama* [Some information on the geography of Vietnam]. *MID Respubliki V'etnam* [Ministry of Foreign Affairs of the Republic of Vietnam]. Web-source: chinhphu.vn. Access date: December 10, 2025. [In Vietnamese]
8. V.V. Elistratov, E.S. Aronova. *Solnechnye energoustanovki. Otsenka postupleniya solnechnogo izlucheniya: ucheb. posobie* [Solar power plants. Estimation of solar radiation influx: A tutorial]. St. Petersburg. Izd-vo SPbPU [Publishing House of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University]. 2012. 164 p. [In Russian]
9. A. Ibrakhim, A. El-Sebaii, M.R.I. Ramadan, S.M. El-Broullesy. Estimation of solar irradiance on inclined surfaces facing south in Tanta, Egypt. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER). 2011. Vol. 1. No. 1. Pp. 18–25.
10. Vietnam solar resource data. NASA POWER. Web-source: power.larc.nasa.gov. Access date: December 10, 2025.
11. Tran Le Quynh Chau, V.V. Elistratov. *Sovremennoe sostoyanie i prognoz razvitiya elektroenergetiki V'etnama* [Current state and development forecast of Vietnam's electric power industry]. *Energetik* ["Power Engineering Specialist" ("Energetik") Magazine]. 2025. No. 9. Pp. 44–52. [In Russian]

Урал-Пресс Почта России

12 номеров в год

Подписка с любого месяца, доставка по России.

