УДК 621.311
Шифр специальности ВАК 2.4.5, 2.4.3

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДИАПАЗОНА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РОССИИ С УЧЕТОМ СЕТЕВЫХ И РЕЖИМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Тренд на декарбонизацию энергетики способствует массовому строительству ветровых (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС) в России и мире. В ряде стран существуют проблемы с технологическим присоединением (ТП) ВЭС и СЭС к электрическим сетям и их экономической эффективностью из-за сетевых и режимных ограничений. Выполнен анализ практики ввода режимных ограничений мощности ВЭС и СЭС и стоимости технологического присоединения на основе международного и отечественного опыта. Показан системный характер проблем и отсутствие комплексного подхода к учету сетевых и режимных ограничений при технико-экономическом обосновании (ТЭО) ВЭС и СЭС. Разработан методический подход, позволяющий обеспечить экономическую эффективность проектов ВЭС и СЭС в условиях ограничений пропускной способности электросетевой инфраструктуры, основанный на использовании модифицированного показателя чистой приведенной стоимости. Он позволяет определить пороговую величину, а также экономически эффективный диапазон установленной мощности ВЭС и СЭС без проведения масштабной реконструкции электрических сетей. Внедрение методического подхода на примере энергосистемы Астраханской области показало, что диапазон установленной мощности ВЭС, с учетом сетевых и режимных ограничений, составляет 10–35 МВт при оптимальной мощности ВЭС — 15 МВт. Полученные результаты могут быть использованы при обосновании установленной мощности ВЭС и СЭС в территориальных энергосистемах России.

АВТОРЫ:
В.П. Строков, аспирант,
OCRID ID 0009-0002-3959-1170,
viktor.strokov.2001@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, РФ
П.В. Илюшин, д.т.н., доцент,
OCRID ID 0000-0002-5183-3040,
ilyushin.pv@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, РФ,
ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук», г. Москва, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#ветровая электростанция; #солнечная электростанция; #электрические сети; #пропускная способность; #технологическое присоединение; #сетевое ограничение; #режимное ограничение; #установленная мощность; #технико-экономическое обоснование

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Строков В.П., Илюшин П.В. Методический подход к определению диапазона установленной мощности ветровых и солнечных электростанций в России с учетом сетевых и режимных ограничений // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 54–67.

©℮

ВВЕДЕНИЕ

Глобальный энергетический переход, ключевым элементом которого является строительство объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), характеризуется опережающим ростом суммарной установленной мощности по сравнению с темпами нового строительства и реконструкции электросетевой инфраструктуры [1]. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), к 2024 г. суммарная установленная мощность ВЭС и СЭС достигла 4448 ГВт, а их доля в объеме введенных в эксплуатацию новых электростанций превысила 90 % [2].

На рис. 1 представлена динамика изменения доли объектов ВИЭ в структуре генерирующих мощностей энергосистем мира. С 2016 по 2025 г. этот показатель вырос с 30,8 до 49,4 % [2]. Таким образом, по суммарной установленной мощности ВИЭ стали доминирующими источниками электроэнергии. Однако дальнейшее увеличение их доли требует развития электросетевой инфраструктуры.

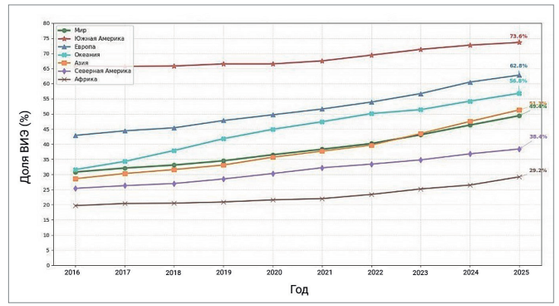


Рис. 1. Динамика изменения доли объектов ВИЭ в мире (2016–2025 гг.)

В России развитие ветровой и солнечной энергетики — одно из стратегических направлений модернизации генерирующих мощностей, что закреплено в ряде программных документов, включая Энергетическую стратегию до 2050 г. и Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2042 года [3, 4]. Основным механизмом ввода объектов ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) является система договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ). В апреле 2026 г. установленная мощность объектов ВИЭ, введенных в рамках ДПМ ВИЭ, составила: ВЭС — 2857,5 МВт, СЭС — 2332,2 МВт [5]. Запущенный в 2025 г. дополнительный отбор проектов для покрытия дефицита электроэнергии в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Востока (отобрано 520 МВт ВЭС и 1044 МВт СЭС) свидетельствует о возрастающей роли объектов ВИЭ [6].

Дальнейшее увеличение количества и суммарной установленной мощности ВЭС и СЭС уже сталкивается и будет сталкиваться с сетевыми и режимными ограничениями, обусловленными недостаточной пропускной способностью электрических сетей. По данным АО «СО ЕЭС», длительность ограничений мощности ВЭС в ОЭС Юга по командам диспетчеров филиалов увеличилась в 2024 г. до 396 ч, что почти в 4 раза превышает показатель 2023 г., а максимальная мощность ограничений достигла 1384 МВт [7]. Для СЭС длительность ограничений за тот же период выросла с 15 до 60 ч [6].

В научной литературе и отраслевых нормативно-технических документах отсутствует единый методический подход к определению нижней границы экономической эффективности проектов ВИЭ. При этом встречаются различные оценочные значения, которые требуют системного анализа для условий России. Существующие подходы к технико-экономическому обоснованию размещения ВЭС и СЭС ориентированы либо на оценку эффективности отдельного объекта ВИЭ, либо на локальный анализ режимов работы территориальных энергосистем [8–10]. В [11–15] представлены методические основы оптимизации размещения объектов ВИЭ и учета режимных факторов. Однако в них не устанавливается прямая связь между сетевыми ограничениями и показателями инвестиционной эффективности проектов на этапе определения установленной мощности и локации объектов ВИЭ. В доступной литературе отсутствует комплексная методика, позволяющая на этапе предпроектных проработок количественно оценивать влияние сетевых и режимных ограничений на результаты ТЭО и определять диапазон установленной мощности ВЭС и СЭС, при котором их строительство остается целесообразным.

Таким образом, существует научно-практическая задача по разработке подхода к определению диапазона установленной мощности ВЭС и СЭС, в котором объект ВИЭ одновременно является экономически целесообразным и технически реализуемым в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей. Целью исследования является определение пороговой величины установленной мощности в проектах новых ВЭС и СЭС, обеспечивающей их экономическую эффективность в условиях сетевых и режимных ограничений в территориальных энергосистемах России.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВЭС И СЭС

Анализ международного опыта показывает, что в мире не существует единого подхода к определению пороговой величины установленной мощности для ВЭС и СЭС. В ряде стран используются различные механизмы, учитывающие как экономическую эффективность проектов ВИЭ, так и системные ограничения [16–21]. Изучение существующих механизмов и подходов позволяет выделить основные принципы, которые могут быть адаптированы к условиям России с учетом особенностей системы ДПМ ВИЭ.

В большинстве развитых стран минимальная мощность объектов ВИЭ, привлекательных для инвесторов, определяется балансом между снижением удельных капитальных затрат от масштабирования и ростом затрат на интеграцию в территориальную энергосистему. При установленной мощности объекта ВИЭ ниже пороговой величины удельные затраты на проектирование,

Таблица 1. Минимальные пороговые величины установленной мощности ВЭС и СЭС

Страна/регион	ВЭС, МВт	СЭС, МВт	Механизм поддержки	Стоимость ТП, % от CAPEX
США (CAISO)	10–15	5–10	Оптовый рынок; долгосрочные договоры купли-продажи электроэнергии (Power Purchase Agreement — PPA)	6–8
США (PJM)	10	10	Аукционы мощности	8–10
США (ERCOT)	15	10	Рынок электроэнергии	5–7
Китай	10	5	Долгосрочные фиксированные тарифы (Feed-in Tariff — FiT)	2–5
Германия	1	0,75	Аукционы (Erneuerbare-Energien-Gesetz — EEG)	3–5
Великобритания	10	5	Аукционы (Contracts for Difference — CfD)	5–15
Испания	15	10	Аукционы (Régimen Nacional de Vente de Energía Renovable — RNVR)	4–8
Польша	3	1	Национальные аукционы	5–10
Австралия	10	5	Механизм инвестирования в энергетическую инфраструктуру (Capacity Investment Scheme — CIS)	3–6

технологическое присоединение и эксплуатационные расходы превышают экономию от эффекта масштаба, а внутренняя норма доходности опускается ниже минимально необходимого уровня. В табл. 1 систематизированы минимальные пороговые значения установленной мощности ВЭС и СЭС в отдельных странах и регионах.

Из табл. 1 видно, что в США, Китае и странах Евросоюза минимальные пороговые величины составляют 10–15 МВт для ВЭС и 5–10 МВт — для СЭС. При этом Германия и Польша допускают к участию в аукционах проекты с меньшей установленной мощностью (0,75–3 МВт), что обусловлено их энергетической политикой, ориентированной на развитие распределенной генерации.

Исследование, выполненное в 2025 г. West African Science Service Centre, результаты которого приведены в [19], подтверждает наличие статистически значимой обратной зависимости между установленной мощностью объекта ВИЭ и *LCOE* (Levelized Cost of Electricity — нормированная/выровненная стоимость электроэнергии) как для ВЭС, так и для СЭС. Анализ рис. 2 позволяет выявить нелинейность кривой для ВЭС, где затраты снижаются с ростом установленной мощности до определенной величины (50–70 МВт), после чего начинают возрастать из-за проблем с выдачей мощности в электрическую сеть. Это обосновывает необходимость определения пороговой величины установленной мощности для территориальных энергосистем России с учетом региональных особенностей электросетевой инфраструктуры.

Следовательно, важно установить верхнюю границу установленной мощности объекта ВИЭ, что связано с ограниченной пропускной способностью электрических сетей и стоимостью технологического присоединения.

По данным Berkeley Lab, в очереди на технологическое присоединение в США находится более 2600 ГВт генерирующих мощностей, 95 % из которых приходится на объекты ВИЭ и системы накопления электроэнергии (СНЭЭ). Эта величина более чем в два раза превышает суммарную установленную мощность всех генерирующих

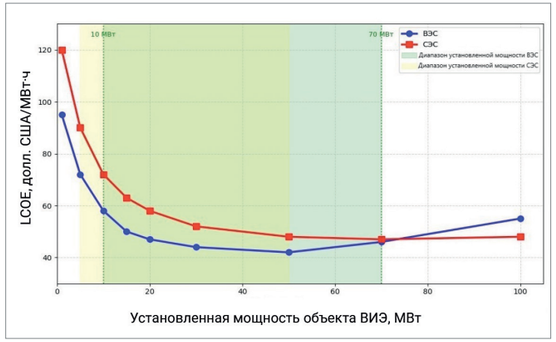


Рис. 2. Зависимость LCOE от установленной мощности ВЭС и СЭС

мощностей в стране. При этом среднее время исполнения заявки на ТП составляет от 4 до 9 лет, уровень отказов достигает 80 %, стоимость ТП составляет в среднем 373 долл. США/кВт, тогда как для действующих объектов ВИЭ — 73 долл. США/кВт [22].

Это свидетельствует о том, что высокая стоимость ТП и неопределенность в сроках исполнения заявки являются одними из главных причин отказа инвесторов от реализации проектов на ранних стадиях. Как видно из рис. 3, стоимость ТП в США для объектов ВИЭ установленной мощностью более 100 МВт может достигать 1000–1250 долл. США/кВт, что сопоставимо с капитальными затратами на все оборудование для этого объекта.

Исследование CRU Group показывает, что затраты на интеграцию объектов ВИЭ в энергосистемы начинают расти только после того, как их доля в энергобалансе достигает 10–15 % [23]. В Германии при высокой доле объектов ВИЭ затраты на ликвидацию «узких мест» (увеличение пропускной способности электрической сети) и балансировку энергосистемы доходят до 95 евро/МВт·ч, что выше стоимости производства электроэнергии. Это является важным фактом для России, где доля объектов ВИЭ пока невелика (< 2 %), но при ее росте до 10–15 % затраты на интеграцию в ЕЭС России начнут расти нелинейно.

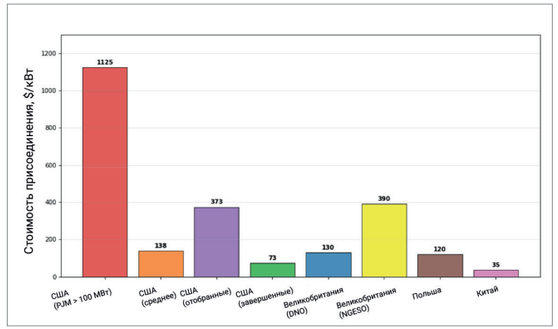


Рис. 3. Зависимость LCOE от мощности ВЭС и СЭС в различных странах

Как видно из табл. 2, в развитых странах используются разные подходы к компенсации за ограничение мощности объектов ВИЭ. В США и Китае применяются превентивные меры, тогда как в Великобритании и Германии действуют компенсационные механизмы. Австралия использует гибридный подход, подразумевающий обязательное применение СНЭЭ. Эти механизмы позволяют инвесторам учитывать риски ограничений мощности, однако не решают проблему недостаточной пропускной способности электрических сетей.

Важным событием последних лет в методологии оценки проектов стало введение показателя *Firm Levelised Cost of Electricity* (*Firm LCOE*). В отличие от классического LCOE, отражающего лишь среднюю стоимость производства электроэнергии, Firm LCOE включает «премию за гарантированную выработку» с целью учета дополнительных капитальных затрат на СНЭЭ, резервирование мощности и др. [24].

Firm LCOE рассчитывается по формуле (1) как отношение дисконтированных затрат к дисконтированной гарантированной поставке электроэнергии, обеспечиваемой с заданной вероятностью (90 %, 95 %, 99 %):

$$\text{Firm LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t + \text{СНЭЭ}_t + \text{Curtailment}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_{\text{firm},t}}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

где T — расчетный период (срок окупаемости проекта), лет;
t — номер года в расчетном периоде;
r — ставка дисконтирования, %;
CAPEX_t — капитальные затраты в год t, долл. США/год (руб./год);
OPEX_t — эксплуатационные расходы в год t, долл. США/год (руб./год);
СНЭЭ_t — затраты на СНЭЭ в год t, долл. США/год (руб./год);
Curtailment_t — потери от ограничений мощности в год t, долл. США/год (руб./год);
$E_{\text{firm},t}$ — выработка электроэнергии (МВт·ч/год), гарантированная с учетом избыточной установленной мощности и СНЭЭ.

В регионах с высоким ресурсным потенциалом ВИЭ стоимость гарантированной электроэнергии от гибридных энергетических комплексов (ГЭК) в 2025 г. составила 54–82 долл. США/МВт·ч, а к 2035 г. прогнозируется ее снижение до уровня менее 50 долл. США/МВт·ч. В Китае минимальное значение Firm LCOE для СЭС с СНЭЭ уже составляет 30 долл. США/МВт·ч при вероятности 90 % [24].

В отчете IRENA приведен пример СЭС мощностью 100 МВт в Лас-Вегасе, для которой LCOE составляет 43 долл. США/МВт·ч. Для достижения 95 % вероятности гарантированной поставки электроэнергии требуется СНЭЭ энергоемкостью 592 МВт·ч и дополнительная мощность на СЭС величиной 62 МВт, что увеличивает Firm LCOE до 113 долл. США/МВт·ч. Премия за гарантированную выработку электроэнергии в размере 70 долл. США/МВт·ч почти вдвое превышает классический LCOE, что позволяет оценить величину

Таблица 2. Учет сетевых ограничений в странах мира

Страна	Механизм	Пороговая величина установленной мощности объектов ВИЭ
США (CAISO)	Очередь на присоединение к электрическим сетям	Полная техническая экспертиза проектов мощностью более 100 МВт
Великобритания	Компенсационные выплаты за ограничение мощности	Выплаты собственникам при ограничениях мощности на величину более 5 %
Германия	Корректировка плановых диспетчерских графиков; специальные тарифы на электроэнергию от объектов ВИЭ	Приоритетное подключение объектов ВИЭ в зонах без ограничения пропускной способности электрических сетей
Китай	Провинциальные квоты на ввод новых объектов ВИЭ	Лимитирование вводов новых объектов ВИЭ в зависимости от загрузки межсистемных связей
Австралия	Программа инвестирования в генерирующие мощности	Проведение тендеров на диспетчируемую мощность объектов ВИЭ с учетом обязательного применения СНЭЭ

дополнительных инвестиций, необходимых для обеспечения гарантированной выработки электроэнергии объектами ВИЭ [24].

В ГЭК удается снизить *Firm LCOE* на 30–40 % по сравнению с применением отдельных технологий. Например, в Намибии гибридная ветро-солнечная система имеет *Firm LCOE* = 60 долл. США/МВт·ч при вероятности 95 %, тогда как для ВЭС с СНЭЭ *Firm LCOE* = 95 долл. США/МВт·ч [24].

Анализ международного опыта показывает, что в большинстве стран существуют минимальные требования к мощности объектов ВИЭ (5–15 МВт) для участия в оптовых рынках и различных программах поддержки, а также процедуры определения их максимальной мощности, с учетом особенностей ТП. Проблема исполнения заявок на ТП и его стоимости имеет глобальный характер. Использование *Firm LCOE* предоставляет методическую основу для учета затрат на обеспечение гарантированной выработки электроэнергии объектами ВИЭ. Однако в мире отсутствуют комплексные методики, позволяющие учитывать экономические показатели проектов ВИЭ, сетевые и режимные ограничения, а также пространственную асинхронность ресурсов ВИЭ. Это требует адаптации международного опыта к условиям России, включая ДПМ ВИЭ, региональные особенности и развитие электросетевой инфраструктуры.

Таблица 3. Сравнение механизмов ДПМ ВИЭ 1.0 и ДПМ ВИЭ 2.0

Параметр	ДПМ ВИЭ 1.0	ДПМ ВИЭ 2.0
Период действия	2013–2024 гг.	2025–2035 гг.
Объем поддержки	~ 400 млрд руб.	360 млрд руб. (в ценах 2021 г.)
Критерий отбора	Минимальные CAPEX	Минимальная одноставочная цена на электроэнергию (руб./МВт·ч)
Объем ввода мощностей	~ 5,4 ГВт (факт)	~ 6,7 ГВт (план)
Требования к локализации	Целевые показатели (65 % ВЭС, 70 % СЭС)	Балльная система, увеличение требований ~ в 2 раза
Штрафы за локализацию	65 % (СЭС)	95–100 % (ужесточение)
Экспортные обязательства	Отсутствовали	4–8 % от CAPEX
Расчет платы за мощность	На основе CAPEX	На основе заявленной одноставочной цены на электроэнергию

МЕХАНИЗМЫ ПОДДЕРЖКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ ВЭС И СЭС В РОССИИ

В ЕЭС России экономические и технические факторы, влияющие на ТП и условия функционирования объектов ВИЭ, имеют специфические особенности, обусловленные механизмами государственной поддержки возобновляемой энергетики, требованиями к локализации оборудования, стоимостью ТП и ограничениями пропускной способности электросетевой инфраструктуры.

Для стимулирования инвестиций в развитие возобновляемой энергетики в России функционирует комплекс мер поддержки, включающий конкурсные отборы инвестиционных проектов объектов ВИЭ на ОРЭМ и розничных рынках электроэнергии (РРЭ). Система ДПМ ВИЭ (стоимость ТП, требования к коэффициенту используемой мощности — $k_{иум}$ и локализации оборудования) формирует экономические пороги мощности объектов ВИЭ, ниже которых проекты теряют инвестиционную привлекательность. Результаты сравнения механизмов стимулирования развития ВИЭ в России приведены в табл. 3: 1 этап — ДПМ ВИЭ 1.0; 2 этап — ДПМ ВИЭ 2.0.

Помимо ОРЭМ в России действует механизм поддержки проектов ВИЭ на РРЭ в виде обязательства по первоочередной покупке электроэнергии по специальным тарифам, а в технологически изолированных территориальных энергосистемах (ТИТЭС) реализуется механизм окупаемости инвестиций за счет замещения дорогостоящей дизельной генерации [6].

Минимальная экономически эффективная мощность проектов ВЭС и СЭС в рамках ДПМ ВИЭ определяется тремя факторами [5, 6]:

1) высокой долей фиксированных затрат на проектно-изыскательские работы и экспертизы, мало зависящих от мощности объекта (для СЭС мощностью 2 МВт удельные CAPEX могут быть на 40–60 % выше, чем для СЭС 10 МВт);
2) привязкой тарифной выручки к целевому $k_{иум}$ (27 % для ВЭС и 14 % для СЭС), которого в проектах до 5 МВт сложнее достичь из-за ограниченности площадок, затенений и турбулентности, приводящих к снижению фактической выручки и увеличению срока окупаемости;
3) штрафами за невыполнение требований по локализации (до 95–100 % от платежа за мощность) и экспортными обязательствами (4–8 % от CAPEX), которые для объектов ВИЭ мощностью менее 10 МВт экономически нецелесообразно выполнять, что вынуждает инвесторов либо увеличивать мощность объекта ВИЭ, либо отказываться от участия в конкурсных отборах инвестиционных проектов.

На ОРЭМ эмпирически сложились следующие нижние пороги: для ВЭС — 10–15 МВт, для СЭС — 5–10 МВт. Эти величины подтверждаются статистическими данными по реализованным проектам в рамках ДПМ ВИЭ 1.0, где средняя мощность СЭС составила 7,2 МВт, а ВЭС — 12,4 МВт. Проекты меньшей мощности в отборах обычно не участвуют, но могут реализовываться через альтернативные механизмы: на РРЭ эффективны проекты мощностью 1–5 МВт, а в ТИТЭС при замещении дизельных электростанций по энергосервисным контрактам — даже 0,5–2 МВт [5]. Таким образом, для СЭС мощностью до 5 МВт и ВЭС — до 10 МВт стандартный механизм ДПМ ВИЭ на ОРЭМ становится неэффективным, что определяет нижнюю границу зоны поиска пороговой величины

Таблица 4. Ограничения мощности ВЭС в ЕЭС России за 2021–2025 гг.

Год	Энергосистема	Ограничение мощности по команде диспетчеров филиалов АО «СО ЕЭС»		Ограничение на выдачу мощности от ЦС АРЧМ	
		Количество часов ограничений (за год)	Максимальное ограничение, МВт (за год)	Количество часов ограничений (за год)	Максимальное ограничение, МВт (за год)
2021	ЕЭС России (ОЭС Юга)	56	475	–	–
2022	ЕЭС России (ОЭС Юга)	49	372	186	71
2023	ЕЭС России	96	347	2054	103
	в т. ч. ОЭС Юга	65	347	0	0
	в т. ч. ОЭС Северо-Запада	31	58	2054	103
2024	ЕЭС России	396	1341	2855	179
	в т. ч. ОЭС Юга	334	1151	0	0
	в т. ч. ОЭС Северо-Запада	62	190	2855	179
2025	ЕЭС России	184	1358	2248	165,9
	в т. ч. ОЭС Юга	127	1173,9	0	0
	в т. ч. ОЭС Северо-Запада	57	184	2248	165,9

в рамках настоящего исследования и обосновывает необходимость учета региональных особенностей и ограничений [5, 6].

Стоимость технологического присоединения к электрическим сетям является одним из основных экономических барьеров, влияющих на пороговую величину установленной мощности объектов ВИЭ. Согласно исследованию АО «Норд Энерджи», проведенному на основе тарифных решений региональных энергетических комиссий и данных сетевых компаний за 2025–2026 гг., стоимость подключения для промышленных потребителей в различных регионах России находится в диапазоне от 20 до 85 млн руб. за 1 МВт. Самые высокие расценки зафиксированы в регионах с закрытыми центрами питания и сложными климатическими условиями: в Приморском крае — 55–85 млн руб./МВт, в Москве — 50–80 млн руб./МВт, в Республике Саха (Якутия) — 60–70 млн руб./МВт [25].

Однако основным фактором при определении порогового величины установленной мощности является нелинейный характер зависимости стоимости ТП от мощности объекта ВИЭ, так как при переходе затраты резко возрастают. Порог в 5 МВт обоснован в соответствии с [26], где тарифные ставки дифференцируются для категории «свыше 5 МВт», что связано с переходом на II категорию надежности электроснабжения, требующую резервирования от двух независимых источников [27]. Порог в 25 МВт обусловлен тем, что, как правило, для его ТП требуется строительство новой или реконструкция существующей ПС 110–220 кВ, что подтверждается примерами реализованных проектов [28].

Статистические данные по динамике ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в России за период 2021–2025 гг., приведенные на рис. 4, указывают на рост количества режимных ограничений.

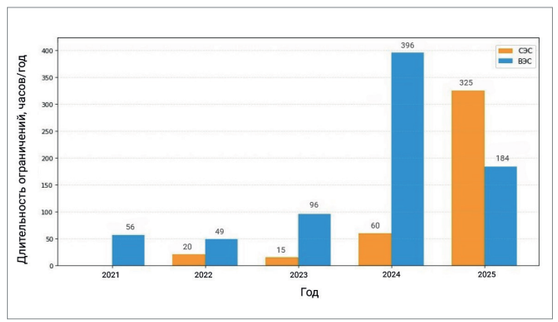


Рис. 4. Динамика ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в ЕЭС России (2021–2025 гг.)

В 2024 г. длительность ограничений мощности ВЭС увеличилась почти в 4 раза — до 396 часов (против 96 часов в 2023 г.), при этом максимальная мощность ограничений достигла 1341 МВт, как показано на рисунке 5 [7].

В табл. 4 и 5 представлена детализированная информация о динамике ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в ЕЭС России.

В 2022–2023 гг. ограничения носили эпизодический характер (15–20 ч). В 2024 г. произошел резкий скачок: часы ограничений выросли в 4 раза (до 60), а максимальная мощность достигла 477 МВт, причем 98,9 % этой мощности пришлось на ОЭС Юга. В 2025 г. ситуация кардинально изменилась: общая длительность ограничений выросла до 325 ч, но основные ограничения стали вводиться на объектах ВИЭ в ОЭС Сибири (310 ч), что связано

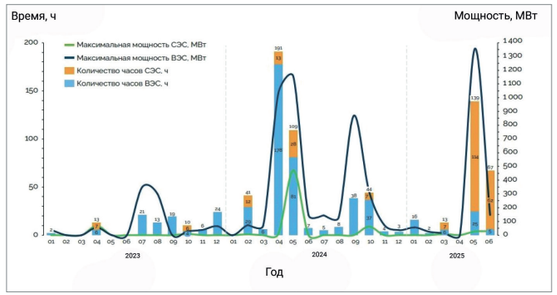


Рис. 5. Длительность и мощность ограничений мощности ВЭС и СЭС в России (2023–2025 гг.)

Таблица 5. Ограничения мощности СЭС в ЕЭС России за 2021–2025 гг.

Год	Энергосистема	Ограничение мощности по команде диспетчеров филиалов АО «СО ЕЭС»	
		Количество часов ограничений (за год)	Максимальное ограничение, МВт (за год)
2021	ЕЭС России	0	0
2022	ЕЭС России	20	26
	в т. ч. ОЭС Сибири	10	1
	в т. ч. ОЭС Юга	10	25
2023	ЕЭС России	15	52
	в т. ч. ОЭС Сибири	9	4
	в т. ч. ОЭС Юга	6	48
2024	ЕЭС России	60	477
	в т. ч. ОЭС Средней Волги	12	5
	в т. ч. ОЭС Юга	48	472
2025	ЕЭС России	325	121,3
	в т. ч. ОЭС Сибири	310	45,5
	в т. ч. ОЭС Средней Волги	3	0
	в т. ч. ОЭС Юга	22	75,8

с вводом новых крупных СЭС в Республике Бурятия и Забайкальском крае.

Динамика по ВЭС указывает на системный характер проблемы. В 2021–2022 гг. ограничения составляли 50–60 ч. В 2023 г. они выросли до 96 ч. В 2024 г. произошел кратный скачок — до 396 часов, при этом 84 % всех ограничений было сосредоточено в ОЭС Юга (334 ч, 1151 МВт). Ограничения, вводимые Централизованной системой автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) [29, 30], были значительными: в 2024 г. они составили 2855 ч в ОЭС Северо-Запада (Мурманская область).

Анализ Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 гг. (СиПР) позволил выявить ряд энергорайонов (табл. 6), в которых возможно возникновение дефицита мощности в прогнозном периоде [31].

Наиболее сложная ситуация наблюдается в ТИТЭС (Сахалинская область, Республика Саха), где показатель балансовой надежности составляет 0,35–0,59, что обусловлено изолированной работой энергорайонов и зависимостью от дизельных электростанций. В ОЭС Сибири дефицит мощности связан с ростом электропотребления промышленными предприятиями при ограниченной пропускной способности межсистемных связей. В ОЭС Востока дефицит мощности частично будет покрываться за счет отобранных проектов ВИЭ (1,7 ГВт в рамках дополнительного отбора 2025 г.) [25]. В ОЭС Юга, несмотря на относительно высокий показатель балансовой надежности (0,92–0,98), локальные дефициты мощности фиксируются в Республике Крым и г. Севастополе. Данная ситуация требует развития распределенной генерации и реконструкции электросетевой инфраструктуры напряжением 110–220 кВ.

Прогнозируемые дефициты мощности создают объективную потребность в строительстве новых объектов ВИЭ, однако существующие сетевые ограничения существенно сужают возможности их реализации в отдельных энергорайонах.

Для учета региональных особенностей при определении пороговых значений мощности целесообразно использовать типологию энергосистем (табл. 7), разработанную на основе анализа состояния электросетевой инфраструктуры, структуры нагрузки и доступности энер-

Таблица 6. Прогнозируемый дефицит мощности в энергосистемах России (2026–2031 гг.)

Энергосистема/ энергорайон	Регионы	Показатель балансовой надежности	Планируемые меры
ОЭС Сибири (юго-восточная часть)	Иркутско-Черемховский, Тулуно-Зиминский районы Иркутской обл.; Южная Бурятия; Забайкальский край	0,80–0,97	Ввод объектов ВИЭ, модернизация электрических сетей, развитие межсистемных связей
ОЭС Востока	Приморский край (южная часть); Хабаровский край; Амурская область (западная часть)	0,84–0,95	Ввод объектов ВИЭ, реконструкция ПС, развитие распределенной генерации
ТИТЭС	Республика Саха (Якутия); Сахалинская область	0,35–0,59	ГЭК (ВЭС/СЭС + СНЭЭ + дизельные электростанции), энергосервисные контракты
ОЭС Юга	Краснодарский край; Республика Адыгея; Республика Крым; г. Севастополь	0,92–0,98	Реконструкция ПС 110–220 кВ, развитие межсистемных связей, ввод объектов ВИЭ

Примечание. Показатель балансовой надежности меньше 0,9999 указывает на наличие дефицита мощности в энергосистеме.

Таблица 7. Типология энергосистем России по условиям размещения ВЭС и СЭС

Группа	Характеристика	Примеры	Особенности ТЭО
А	Сильные сети (220–500 кВ), высокая доля объектов ВИЭ	ОЭС Юга	Учет перегрузок, анализ ограничений мощности
Б	Средняя готовность, сети 110–220 кВ	ОЭС Средней Волги, Урала	Учет «горячего резерва»
В	Слабые сети (низкая пропускная способность)	Амурская область, отдельные энергорайоны	Обязательный учет СНЭЭ, анализ устойчивости
Г	Изолированные энергорайоны	Чукотка, Камчатка	ГЭК (ВЭС/СЭС + СНЭЭ + дизельные электростанции)
Д	Высокий ресурс ВИЭ, но низкая пропускная способность сетей	Калмыкия, Прикаспий	Распределенная генерация + СНЭЭ

горесурсов [32]. Данная типология позволяет дифференцировать подходы к ТЭО размещения ВЭС и СЭС.

Анализ опыта эксплуатации объектов ВИЭ показывает, что в России отсутствует нормативно установленный порог экономической эффективности проектов ВЭС и СЭС. Система ДПМ ВИЭ позволяет определять ориентировочные границы, основанные на балансе капитальных затрат и тарифной выручки, однако эти значения не учитывают региональные особенности и могут существенно варьироваться в зависимости от особенностей региона, стоимости ТП, режимно-балансовых характеристик энергосистемы и сетевых ограничений.

Для определения минимальной экономически эффективной мощности объекта ВИЭ необходима комплексная методика, позволяющая интегрировать экономические показатели, сетевые и режимные ограничения, адаптироваться к типу энергосистемы, учитывать пространственную асинхронность ресурсов ВИЭ, а также определять рациональное соотношение мощностей ВЭС и СЭС в составе ГЭК, с количественной оценкой влияния ограничений на экономику проекта.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДИАПАЗОНА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВЭС И СЭС В РОССИИ

Анализ международного и отечественного опыта показал, что существующие подходы к ТЭО проектов ВЭС и СЭС рассчитывают экономические показатели без учета сетевых и режимных ограничений, что приводит к завышению ожидаемой доходности проектов и недоучету реальных рисков. Для устранения этого пробела предлагается использовать диапазон установленной мощности [$P_{мин}$; $P_{макс}$], в котором одновременно выполняются два условия:

– экономическая целесообразность: проект обеспечивает внутреннюю норму доходности *IRR* ≥ *WACC* (средневзвешенная стоимость капитала) и положительную чистую приведенную стоимость NPV > 0 при заданных параметрах механизма поддержки;
– техническая реализуемость: проект не приводит к недопустимым ограничениям мощности ($K_{орг} \le K_{орг.доп}$) ВЭС или СЭС и не требует значительных затрат на их технологическое присоединение.

Для оценки экономической эффективности проектов ВЭС и СЭС используются стандартные показатели, рекомендованные IRENA [24]:

Нормированная стоимость электроэнергии (LCOE):

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{CAPEX}_t + \mathrm{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_t}{(1+r)^t}}. \quad (2)$$

Чистая приведенная стоимость (NPV), показывающая абсолютный доход от реализации проекта, может быть вычислена по формуле (3):

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{T} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \mathrm{CAPEX}_{\mathrm{total}}. \quad (3)$$

Внутренняя норма доходности (IRR) определяется по формуле (4):

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{CF_t}{(1+\mathrm{IRR})^t} - \mathrm{CAPEX}_{\mathrm{total}} = 0. \quad (4)$$

Для России примем, что денежный поток CF_t рассчитывается с учетом следующих корректирующих коэффициентов:

$$\mathrm{CF}_t = E_{ном}\left(1 - K_{огр}\right) \cdot P_{ээ} + P \cdot P_{мощн} \cdot \left(1 - K_{штраф}\right) - \mathrm{OPEX}. \quad (5)$$

Суммарные капитальные затраты (CAPEX) вычисляются по формуле (6):

$$\mathrm{CAPEX}_{сумм} = \mathrm{CAPEX}_{удельн.} \cdot P + C_{ТП}, \quad (6)$$

где P — установленная мощность, МВт;
T — срок проекта, 15 лет (срок действия ДПМ ВИЭ);
$r = WACC$ — средневзвешенная стоимость капитала;
$E_{ном}$ — номинальная выработка электроэнергии, МВт·ч/год;
$K_{орг}$ — коэффициент ограничения мощности, отражающий долю электроэнергии, которая не может быть выдана в сеть из-за ограничений;
$P_{ээ}$ — цена электроэнергии на ОРЭМ, руб./МВт·ч;

$P_{мощн}$ — плата за мощность по ДПМ ВИЭ, млн руб./МВт·год;
$K_{штраф}$ — коэффициент штрафных санкций;
$CAPEX_{удельн.}$ — удельные капитальные затраты на оборудование и строительство, млн руб./МВт;
OPEX — эксплуатационные расходы, принимаемые в объеме 2 % от $CAPEX_{сумм}$;
$C_{ТП}$ — стоимость ТП, млн руб.

Коэффициент ограничения мощности $K_{орг}$ (табл. 8) следует использовать в энергосистемах (энергорайонах) с сетевыми ограничениями (табл. 4, 5), где вводятся ограничения мощности объектов ВИЭ [7]. Источниками данных для рекомендуемых значений $K_{орг}$ являются отчеты АО «СО ЕЭС» по объектам ДПМ ВИЭ, в которых указаны часы и мощность ограничений, СиПР для оценки прогнозных дефицитов мощности по энергосистемам, обзоры АРВЭ и др. [6].

Таблица 8. Рекомендуемые значения $K_{орг}$ при отсутствии полных исходных данных

Тип региона	Рекомендуемый $K_{орг}$, % *	Обоснование
Сильные сети (ОЭС Центра)	0–3	Ограничения минимальные
Средние сети (ОЭС Урала, Сибири)	5–10	Эпизодические ограничения
Слабые сети (ОЭС Юга, Востока)	10–20	Регулярные ограничения
ТИТЭС	1–3	Минимальные ограничения, но дорогое ТП

* Составлено на основе статистических данных АО «СО ЕЭС» за 2021–2025 гг. [7].

Таблица 9. Рекомендуемые значения $K_{штраф}$ при отсутствии полных исходных данных

Сценарий	$K_{штраф}$	Обоснование
Базовый	0,15	Умеренные штрафы, выполнение большинства требований
Пессимистичный	0,5	Значительные штрафы, проблемы с локализацией
Критический	0,8	Максимальные штрафы по всем параметрам

Таблица 10. Рекомендуемые значения $K_{деф}$ при отсутствии полных исходных данных

Сценарий	$K_{деф}$	Обоснование
Базовый	1,0	Стандартные риски
Дефицит имеется (по СиПР)	0,8–0,9	Снижение рисков за счет наличия гарантированного спроса на электроэнергию в регионе
Критический дефицит (ТИТЭС)	0,7–0,8	Высокая потребность в любых новых электростанциях (объектах ВИЭ)

$$K_{орг} = \frac{E_{орг}}{E_{ном}} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} P_{орг,h} \cdot \Delta t}{P \cdot k_{иум} \cdot 8760}, \quad (7)$$

где $E_{орг}$ — объем ограничений выработки электроэнергии, МВт·ч/год;
$E_{ном}$ — номинальная выработка при отсутствии ограничений мощности;
$P_{орг,h}$ — величина ограничений мощности в час h, МВт;
Δt = 1 час.

Коэффициент штрафных санкций $K_{штраф}$ (табл. 9) применяется к плате за мощность, так как штрафы удерживаются именно из этой составляющей дохода. В ДПМ ВИЭ 2.0 (2025–2035 гг.) введены жесткие штрафные санкции за невыполнение обязательств, которые напрямую влияют на денежный поток проекта и должны учитываться на этапе ТЭО в соответствии с формулой (8):

$$K_{штраф} = 1 - (1 - K_{лок}) \cdot (1 - K_{эксп}) \cdot (1 - K_{выр}), \quad (8)$$

где $K_{лок}$ — доля штрафа за локализацию (0 при выполнении, 0,75–1,0 при невыполнении);
$K_{эксп}$ — доля штрафа за экспорт (0 при выполнении, 0,1–0,33 при невыполнении);
$K_{выр}$ — доля штрафа за отклонение выработки (0 при выполнении, 0,3–0,8 при значительном отклонении).

В табл. 9 представлены рекомендуемые значения , которые возможно использовать при отсутствии полных исходных данных.

Коэффициент учета дефицита мощности (табл. 10) отражает снижение инвестиционных рисков в дефицитных энергосистемах (энергорайонах) и применяется к ставке дисконтирования WACC, так как дефицит мощности влияет на стоимость капитала через изменение рисков. Это позволяет создавать более благоприятные условия для ввода объектов ВИЭ, что может выражаться в более высоких тарифах на электроэнергию, приоритетном ТП и др.:

$$WACC_{эфф} = WACC \cdot K_{деф}. \quad (9)$$

В табл. 10 представлены рекомендуемые значения $K_{деф}$, которые возможно использовать при отсутствии полных исходных данных.

АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Для апробации разработанного методического подхода в качестве объекта исследования была выбрана Астраханская область по следующим причинам:
- регион занимает второе место в России по установленной мощности объектов ВИЭ — 694,04 МВт [5];
- область обладает высоким ветровым потенциалом, обеспечивающим $k_{иум}$ на уровне 28–38 % [6];
- в области создана необходимая сетевая инфраструктура (рис. 6) для выдачи мощности пяти действующих ВЭС (340 МВт) и построена ПС «Зубовка» (400 МВА), что минимизирует ограничения мощности объектов ВИЭ;
- до 2031 г. запланирован ввод 270 МВт на ВЭС [6] и уже реализуются проекты СЭС (Богдинская СЭС — 68,6 МВт, Болхунская СЭС — 250 МВт) [28].

Таким образом, Астраханская область является репрезентативным регионом для апробации разработанного методического подхода в силу сочетания высокого ресурсного потенциала, развитой электросетевой инфраструктуры и наличия крупных действующих объектов ВИЭ, а также планируемых проектов.

Для расчетов были использованы макропараметры, рекомендованные в [6]: курс доллара — 80 руб./$; уровень инфляции — 4 %; налог на прибыль — 25 %. На основе данных из [6] для ВЭС в России были определены диапазоны основных экономических параметров, приведенные в таблице 11.

Дополнительные данные для расчетов:

Таблица 11. Диапазоны основных экономических параметров для ВЭС в России

Параметр	Минимальное значение	Среднее значение	Максимальное значение
CAPEX, $/кВт	1 375	1 625	1 875
CAPEX, руб./кВт (при курсе 80 руб./$)	110 000	130 000	150 000
CAPEX, млн руб./МВт	110	130	150
$k_{иум}$, %	28	33	38
OPEX, $/кВт в год	25	34	44
OPEX, руб./кВт в год	2 000	2 750	3 500

- коэффициент ограничения мощности $K_{орг}$ изменяется с увеличением мощности объекта ВИЭ от 0 до 10 %;
- коэффициент штрафных санкций $K_{штраф}$ изменяется с увеличением мощности до 0,15 о. е.;
- коэффициент учета дефицита мощности $K_{деф}$ = 1,0 (базовый сценарий);
- цена электроэнергии $P_{ээ}$ = 5500 руб./МВт·ч (экспертная оценка);
- плата за мощность $P_{мощ}$ = 2,5 млн руб./МВт·год (экспертная оценка);
- срок проекта T = 15 лет (срок ДПМ ВИЭ);
- ставка дисконтирования WACC = 15 % (рекомендация АРВЭ).

Для оценки влияния неопределенности основных параметров на экономическую эффективность проектов ВЭС были выполнены расчеты для трех сценариев: минимального, среднего и максимального. Полученные результаты расчетов сведены в табл. 12–14, где C_F — денежный поток (cash flow).

В минимальном сценарии диапазон установленной мощности ВЭС составляет 15–20 МВт. При мощности ВЭС 15 МВт NPV достигает 35 млн руб. при IRR = 15,5 %, что превышает WACC = 15 %. При мощности ВЭС 20 МВт NPV становится отрицательным (–128 млн руб.), а IRR снижается до 15,0 %, что соответствует пограничному состоянию эффективности. Проекты мощностью менее 15 МВт убыточны, так как не достигают порога окупаемости из-за высоких удельных капитальных затрат. При мощности более 20 МВт проекты ВЭС также неэффективны по причине роста сетевых ограничений и штрафных санкций.

В среднем сценарии диапазон установленной мощности ВЭС расширяется до 10–35 МВт. Максимальная эффективность достигается при 15 МВт, так как NPV = 475 млн руб., а IRR = 17,5 %.

Таблица 12. Результаты расчета для минимального сценария

P, МВт	$CAPEX_{сумм}$, млн руб.	$K_{орг}$, %	$K_{штраф}$, о.е.	E, тыс. МВт·ч/год	C_F, млн руб./год	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
5	875	0	0	10,2	141,0	–88	13,0	✘
10	1 650	0	0	19,8	275,0	–41	14,0	✘
15	2 425	0	0	29,8	410,0	+35	15,5	✔
20	3 200	1	0,055	38,3	525,0	–128	15,0	Риск
25	3 975	2	0,07	44,8	613,8	–384	14,5	✘
30	4 675	3	0,08	52,4	702,5	–564	14,0	✘
40	6 075	4	0,09	69,2	872,5	–970	13,5	✘
50	7 475	5	0,10	85,9	1 040,0	–1 390	13,0	✘
60	8 875	6	0,11	102,1	1 205,0	–1 825	12,5	✘
70	10 275	7	0,12	117,7	1 367,5	–2 275	12,0	✘
80	11 675	8	0,13	132,5	1 520,0	–2 780	11,5	✘
90	13 075	9	0,14	146,7	1 670,0	–3 300	11,0	✘
100	14 475	10	0,15	160,1	1 807,5	–3 900	10,5	✘



Рис. 6. Принципиальная схема электрических соединений энергосистемы Астраханской области

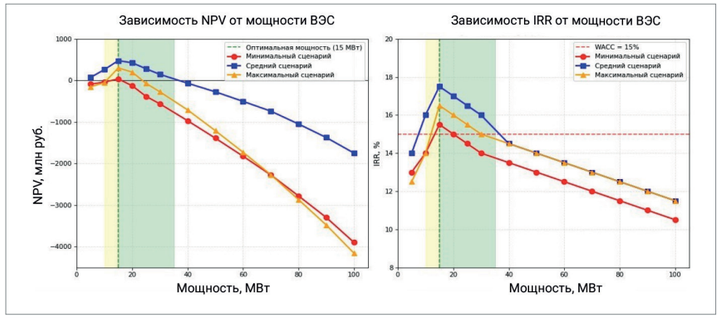


Рис. 7. Зависимость NPV и IRR от мощности ВЭС для трех сценариев.
Зеленым цветом показан диапазон установленной мощности (15–35 МВт);
желтым — зона риска (10–15 МВт);
горизонтальная пунктирная линия на графике IRR соответствует WACC = 15 %;
вертикальная зеленая пунктирная линия указывает на оптимальную мощность — 15 МВт

На рис. 7 представлены графики зависимости NPV и IRR от установленной мощности ВЭС для всех трех сценариев, что позволяет визуально определить диапазон установленной мощности ВЭС и оптимальную мощность проекта. Минимальному сценарию соответствует красная линия, где NPV становится положительным только в узком диапазоне мощностей 15–20 МВт, а IRR пересекает уровень WACC = 15 % только при мощности ВЭС 15 МВт.

В максимальном сценарии (табл. 14) диапазон установленной мощности ВЭС сужается до 15–20 МВт. Для наглядного сравнения эффективности проектов в трех сценариях все основные показатели были сведены в таблицу 15.

При мощности ВЭС 15 МВт все три сценария показывают положительный NPV и IRR выше WACC = 15 %. Наибольшая эффективность достигается в среднем сценарии, что подтверждает устойчивость проекта к изменению основных параметров. Максимальный сценарий, несмотря на самый высокий $k_{иум}$, уступает среднему из-за более высоких капитальных и эксплуатационных затрат, как показано на рисунке 7. Наиболее широкий диапазон установленной мощности ВЭС (10–35 МВт) получен в среднем сценарии, что определяет высокую устойчивость проекта к сочетанию основных параметров. Минимальный и максимальный сценарии характеризуются суженным диапазоном мощности (15–20 МВт), что указывает на высокую чувствительность проекта к изменению основных параметров.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках исследования определена минимальная экономически эффективная мощность ВЭС, которую можно присоединить к существующей электросетевой инфраструктуре без проведения ее масштабной реконструкции. Выполненные расчеты показали: диапазон установленной мощности ВЭС в Астраханской области составляет 10–35 МВт в зависимости от выбранного сценария, а оптимальная мощность — 15 МВт, обеспечивая во всех сценариях положительные значения NPV и IRR.

Разработанный методический подход является универсальным и может быть адаптирован для других регионов России посредством корректировки пороговых значений коэффициентов под местные особенности. Задача определения оптимальной мощности объектов ВИЭ носит многопараметрический и многокритериальный характер, а разработанный методический подход позволяет системно учитывать все рассмотренные факторы.

Полученные результаты создают основу для разработки программного комплекса поддержки принятия решений при планировании размещения ВЭС, позволяя автоматизировать расчеты диапазона установленной мощности объектов ВИЭ для различных регионов России, проводить сценарный анализ проектов и формировать рекомендации по выбору их оптимальной мощности.

Развитие разработанного методического подхода планируется выполнить в следующих направлениях: учет стохастического характера ветрового потока и солнечной инсоляции, интеграция в модель СНЭЭ и ГЭК (ВЭС/СЭС + СНЭЭ + дизельные электростанции), а также учет динамики изменения тарифов на электроэнергию (мощность) и стоимости капитала.

Результаты исследования могут быть использованы:
- потенциальными инвесторами для обоснования выбора мощности проектов ВИЭ;
- филиалами АО «СО ЕЭС» — для прогнозирования загрузки электросетевой инфраструктуры и определения допустимых объемов присоединения объектов ВИЭ в конкретных территориальных энергосистемах;
- сетевыми компаниями — для выявления «узких мест» и обоснования инвестиций в развитие электросетевой инфраструктуры;
- органами государственной власти — для корректировки параметров ДПМ ВИЭ и разработки мер поддержки проектов ВИЭ в регионах с сетевыми и режимными ограничениями;
- научно-исследовательскими и проектными организациями — для совершенствования методик ТЭО размещения объектов ВИЭ.

Таблица 13. Результаты расчета для среднего сценария

P, МВт	CAPEX$_{сумм}$, млн руб.	$K_{орг}$, %	$K_{штраф}$, о. е.	E, тыс. МВт·ч/год	C_F, млн руб./год	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
5	975	0	0	12,4	170,0	+70	14,0	✘
10	1 850	0	0	24,1	335,0	+260	16,0	✔
15	2 725	0	0	36,3	500,0	+475	17,5	✔
20	3 600	1	0,055	46,6	638,8	+425	17,0	✔
25	4 475	2	0,07	54,6	745,8	+280	16,5	✔
30	5 275	3	0,08	63,9	853,8	+145	16,0	✔
40	6 875	4	0,09	84,5	1 060,8	−68	14,5	✘
50	8 475	5	0,10	104,9	1 265,0	−275	14,0	✘
60	10 075	6	0,11	124,7	1 465,0	−505	13,5	✘
70	11 675	7	0,12	143,7	1 663,8	−740	13,0	✘
80	13 275	8	0,13	161,8	1 850,0	−1 050	12,5	✘
90	14 875	9	0,14	179,1	2 033,8	−1 375	12,0	✘
100	16 475	10	0,15	195,5	2 205,0	−1 750	11,5	✘

Таблица 14. Результаты расчета для максимального сценария

P, МВт	CAPEX$_{total}$, млн руб.	$K_{орг}$, %	$K_{штраф}$, о.е.	E, тыс. МВт·ч/год	C_F, млн руб./год	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
5	1 075	0	0	13,9	190,0	−155	12,5	✘
10	2 050	0	0	27,0	375,0	−55	14,0	✘
15	3 025	0	0	40,6	562,5	+300	16,5	✔
20	4 000	1	0,055	52,2	717,5	+200	16,0	✔
25	4 975	2	0,07	61,1	837,5	−70	15,5	✘
30	5 875	3	0,08	71,5	957,5	−275	15,0	✘
40	7 675	4	0,09	94,4	1 185,0	−710	14,5	✘
50	9 475	5	0,10	117,2	1 410,0	−1 210	14,0	✘
60	11 275	6	0,11	139,2	1 632,5	−1 730	13,5	✘
70	13 075	7	0,12	160,4	1 852,5	−2 270	13,0	✘
80	14 875	8	0,13	180,7	2 060,0	−2 870	12,5	✘
90	16 675	9	0,14	200,0	2 265,0	−3 480	12,0	✘
100	18 475	10	0,15	218,2	2 457,5	−4 160	11,5	✘

Таблица 15. Сравнение сценариев при оптимальной мощности ВЭС (15 МВт)

Сценарий	Диапазон установленной мощности ВЭС, МВт	$P_{опт}$, МВт	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
Минимальный	15–20	15	35	15,5	Зона риска
Средний	10–30	15	475	17,5	Наиболее устойчивый
Максимальный	15–20	15	300	16,5	Зона риска

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В исследовании решена важная научно-практическая задача определения диапазона установленной мощности ВЭС и СЭС, в котором объект ВИЭ одновременно является экономически эффективным и технически реализуемым при ограниченной пропускной способности электросетевой инфраструктуры.

Анализ международного опыта показал, что в мировой практике сложились минимальные пороговые значения

мощности для проектов ВИЭ: 10–15 МВт для ВЭС и 5–10 МВт для СЭС. Выявлено, что использование *Firm LCOE* является перспективным методическим инструментом, позволяющим учитывать затраты на выравнивание графика выдачи мощности объектами ВИЭ, однако прямой перенос данного подхода в условиях России затруднен из-за особенностей системы ДПМ ВИЭ и высокой стоимости капитала.

Анализ отечественных механизмов поддержки проектов ВИЭ, сетевых и режимных ограничений показал, что в России отсутствует нормативно установленный порог экономической эффективности проектов ВЭС и СЭС. Практика ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в ЕЭС России и прогнозируемые дефициты мощности в ряде территориальных энергосистем (энергорайонов) подтверждают необходимость комплексного учета системных ограничений при определении пороговых величин установленной мощности объектов ВИЭ.

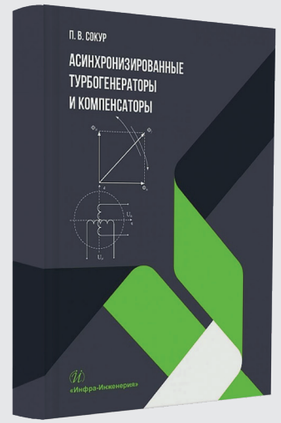
Разработан методический подход к определению диапазона установленной мощности ВЭС и СЭС, базирующийся на модифицированном показателе чистой приведенной стоимости и учитывающий основные влияющие факторы. Его применение позволяет количественно оценить влияние сетевых и режимных ограничений на экономические показатели проекта и определить диапазон установленной мощности ВЭС и СЭС, когда их строительство целесообразно.

Результаты апробации разработанного методического подхода на примере энергосистемы Астраханской области показали, что диапазон установленной мощности ВЭС составляет 10–35 МВт, при оптимальной мощности — 15 МВт, обеспечивая во всех сценариях положительный NPV и IRR. Полученные результаты исследования могут быть эффективно использованы при обосновании выбора установленной мощности объектов ВИЭ, прогнозировании загрузки электросетевой инфраструктуры и корректировке параметров ДПМ ВИЭ.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество. 2020. № 7. С. 12–21.
2. Report IRENA, Renewable capacity statistics 2026, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_statistics_2026.pdf (дата обращения 09.06.2026).
3. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года». URL: http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYIA60.pdf (дата обращения 11.06.2026).
4. Распоряжение Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года». URL: https://docs.cntd.ru/document/1310847116?ysclid=mrne1p6brz209676015 (дата обращения 10.06.2026).
5. АРВЭ. Ежеквартальный информационный обзор рынка ВИЭ в России. I квартал 2026 года. URL: https://rreda.ru/upload/iblock/763/b6k8qpvqotg09xrfyk4j12g1pebt8vya/202605_RREDA_quarterly_report_q_1_2026.pdf (дата обращения 12.06.2026).
6. АРВЭ. Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития (2024 год — первое полугодие 2025 года). Информационный бюллетень. Июль 2025. URL: https://rreda.ru/products/yearly-reviews/review-3786 (дата обращения 13.06.2026).
7. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» / Отчет о фактическом режиме работы объектов ДПМ ВИЭ. URL: https://www.so-ups.ru/news/newonsite-view/news/26803/ (дата обращения 14.06.2026).
8. Илюшин П.В. Системный подход к развитию и внедрению распределенной энергетики и возобновляемых источников энергии в России // Энергетик. 2022. № 4. С. 20–27.
9. Артемьев А.Ю. Совершенствование методологии оценки решений по вводу ветроэнергетических мощностей на основе системного подхода: дис. … канд. техн. наук: 05.14.01. Братск, 2019. 178 с.
10. Папков Б.В., Куликов А.Л., Илюшин П.В. Задачи надежности современного электроснабжения. Вологда: ООО «Издательство «Инфра-Инженерия». 2022. 260 с.
11. Щипицин П.И., Липилин М.С., Дворкин Д.В., Волков М.С., Чемборисова Н.Ш. Выбор оптимальной точки подключения ВЭС с учетом широкого диапазона выдачи и приема реактивной мощности в режимах сниженной выработки активной мощности // Электроэнергия. Передача и распределение. 2024. № 5. С. 36–42.
12. Шакиров В.А., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Гулиев Г.Б. Распределенное размещение ветроэлектростанций для минимизации влияния колебаний мощности на электроэнергетическую систему // Надежность и безопасность энергетики. 2021. № 14. С. 52–60.
13. Shakirov V., Kurbatsky V., Tomin N., Guliyev H. Siting and sizing of wind farms taking into account stochastic nature of generation // E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 216. Art. 01020. DOI: 10.1051/e3sconf/202021601020.
14. Шакиров В.А., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Гулиев Г.Б. Учет стохастического характера генерации мощности ветроэлектростанций при их размещении в составе электрических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: 92-е заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, В 3-х книгах. Вып. 71 Книга 1. Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. 2020. С. 280–289.
15. Tomin N., Shakirov V., Kozlov A., Sidorov D., Kurbatsky V., Rehtanz Ch., Lora Electo E.S. Design and optimal energy management of community microgrids with flexible renewable energy sources // Renewable Energy. 2022. Vol. 183. P. 903–921.
16. EIA (U.S. Energy Information Administration). California ISO curtailed more solar and wind generation in 2024 than previous years. 2025. URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65364 (дата обращения 16.06.2026).
17. Thunder Said Energy. Cost of grid interconnection. 2026. URL: https://thundersaidenergy.com/downloads/wind-and-solar-costs-of-grid-interconnection/ (дата обращения: 17.06.2026).
18. ERCOT. Market Participation Requirements. 2025. URL: https://www.ercot.com/ (дата обращения 18.06.2026).
19. IRENA. Renewable power generation costs in 2024. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2025. 120 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf (дата обращения: 19.06.2026).
20. Lu S., Wu D., Ma X., Wu G., Liu L., Cheng Z., Zhang S. Cost Evolution Mechanisms of Renewable Energy Technologies: Onshore Wind Power and Photovoltaics in China // Energies. 2026. Vol. 19. 1679.
21. BMWK. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023). 2023. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html (дата обращения: 01.07.2026).
22. Berkeley Lab. Grid Connection Barriers to New-Build Power Plants in the United States / Lawrence Berkeley National Laboratory. 2025. URL: https://emp.lbl.gov/news/grid-connection-barriers-new-build-power-plants-united-states/ (дата обращения 02.07.2026).
23. CRU Group. Grid upgrades imperative: Renewables shift becoming costly. 2025. URL: https://www.crugroup.com/en/communities/thought-leadership/2025/grid-upgrades-imperative-renewables-shift-becoming-costly/(дата обращения 03.07.2026).
24. IRENA. 24/7 renewables: The economics of firm solar and wind. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2026. 60 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/May/IRENA_TEC_24-7_renewables_2026 (дата обращения 04.07.2026).
25. АО «Норд Энерджи». Анализ тарифных решений региональных энергетических комиссий и данных сетевых компаний на 2025–2026 годы. URL: https://energyland.info/news-show-tek-electro-283184 (дата обращения 05.07.2026).
26. Приказ ФАС России от 04.12.2025 № 1032/25 «Об утверждении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети в виде формулы на 2026 год». URL: https://www.em-ens.ru/wp-content/uploads/2026/01/Prikaz-FAS-1032-25-ot-04.12.2025-po-S1-na-2026-god.pdf (дата обращения 15.06.2026).
27. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7. URL: https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pue.pdf?ysclid=mrow6eo1lh242757322 (дата обращения 06.07.2026).
28. АО «СО ЕЭС». Обеспечение включения ПС 110 кВ для предприятия мощностью 25 МВт. Пресс-релиз, 08.04.2025. URL: https://www.so-ups.ru/odu-ural/news/odu-ural-news-view/news/27157/ (дата обращения 10.07.2026).
29. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19–25.
30. Илюшин П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 74–81.
31. Приказ Минэнерго России от 28.11.2025 № 1553 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы». URL: https://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/0ee/qk0fgtteujwd4pwydt7h72i53bm4ybqc/Prikaz-Minenergo-1553-SIPR-2026_2031.pdf (дата обращения 11.07.2026).
32. Строков В.П., Илюшин П.В. Технико-экономическое обоснование размещения ветровых и солнечных электростанций в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей: проблемные вопросы и подходы к их решению // Энергетик. 2026. № 6. С. 36–45.



АСИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ. МОНОГРАФИЯ

СОКУР П. В.

МОСКВА; ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2025. 156 С.

ISBN 978-5-9729-2188-1

Рассмотрены устройство асинхронизированных турбогенераторов и компенсаторов, их конструктивные особенности, работа в установившихся и переходных режимах, резервные режимы работы, в том числе асинхронный режим работы без возбуждения. Представлена математическая модель асинхронизированного турбогенератора, даны рекомендации по моделированию в программном пакете Matlab Simulink, в том числе по работе модели в режиме реального времени. В приложениях даны подробные справочные данные по эксплуатируемым и проектируемым асинхронизированным турбогенераторам и компенсаторам.

Для научных работников, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специалистов проектных организаций, работников электростанций и других предприятий в сфере электроэнергетики.