

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ГАРАНТИРОВАННОЙ МОЩНОСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ СТОХАСТИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА РАБОТЫ ВЕТРЯНЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ¹

Аликин Р.О., Хоршев А.А., Веселов Ф.В.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

ruslanalikin@bk.ru, epos@eriras.ru

Аннотация. В статье представлена методика вероятностной оценки объемов гарантированной мощности ветряных электростанций (ВЭС) для учета в прогнозных балансах мощности в энергосистеме. На основе параметрических модельных расчетов по оптимизации структуры генерирующих мощностей оценены экономические эффекты для энергосистемы при различном уровне гарантированной мощности ВЭС.

Ключевые слова: ветряные электростанции, балансы мощности, гарантированная мощность, моделирование, оптимизация, экономические эффекты.

Введение

Активное развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в рамках нового, низкоэмиссионного энергетического перехода сопровождается, кроме прямого эффекта декарбонизации производства электроэнергии, значительными технико-экономическими эффектами, связанными с интеграцией ветряных (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций в работу электроэнергетических систем [1-2].

Главной проблемой является недиспетчируемость этих источников, нерегулярный, стохастический режим работы отдельных ветроустановок и солнечных модулей, исходя из быстро меняющихся локальных погодных условий, а также достаточно низкий интегральный коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) [3]. Адаптация энергосистем к такому режиму работы ВИЭ-электростанций требует, во-первых, увеличения резервов гибкости для мгновенного балансирования производства и потребления за счет высокоманевренных генерирующих мощностей или накопителей, а также развития электрической сети [4]. Во-вторых, в отличие от атомных, тепловых, гидроэлектростанций, мощность ВЭС и СЭС не может в полной мере рассматриваться, как гарантированно доступная (располагаемая) при формировании балансов мощности в самые сложные периоды максимальных годовых нагрузок в энергосистеме. Поэтому, несмотря на большие вводы ВИЭ-электростанций для надежного обеспечения потребителей, даже в часы максимальных нагрузок дополнительно вводятся диспетчируемые мощности других типов. Фактически, это означает создание в энергосистеме дополнительного объема резерва, избытка мощностей.

Таким образом, масштабное развитие возобновляемой энергетики сопровождается значимыми дополнительными инвестициями для адаптации всей энергосистемы к меняющимся балансовым условиям [5]. Сокращение этой сопутствующей инвестиционной нагрузки является важным фактором повышения конкурентоспособности ВИЭ-электростанций и сдерживания стоимости декарбонизации отрасли для потребителей [6]. В качестве одного из решений в мировой практике планирования развития энергосистем предлагается частичный учет мощности ВИЭ-электростанций, как гарантированно доступной (располагаемой), при формировании балансов мощности для условий годового максимума нагрузки. Вопрос оценки объема гарантированной располагаемой мощности (ГРМ) ВИЭ-электростанций достаточно широко обсуждается в мировой практике планирования развития энергосистем.

Для России, несмотря на скромные масштабы поддержки и развития возобновляемой энергетики, актуальность этой задачи также очевидна с учетом долгосрочной цели по достижению углеродной нейтральности, а также с учетом высоких темпов развития ВИЭ в отдельных частях ЕЭС России (в частности, ОЭС Юга). В то же время существующие подходы к планированию развития энергосистем в России преимущественно ориентированы на управляемую генерацию. Так, в соответствии с действующими Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, в прогнозных балансах мощности, формируемых на час максимума, располагаемая мощность новых ВЭС и СЭС принимается равной нулю. Далее в статье рассматривается как сам подход к оценке величины ГРМ на основе многолетних массивов климатических данных для регионов страны, так и модельные оценки

¹ Исследование выполнено в ИНЭИ РАН за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-30013-П, <https://rscf.ru/project/21-79-30013/>

влияния обоснованных значений ГРМ для российских условий на параметры производственной структуры и затраты на развитие энергосистемы при выборе стратегии активного роста ВИЭ.

1. Методический подход к оценке гарантированной располагаемой мощности ВИЭ-электростанций

Стохастический, погодозависимый характер работы ветряных и солнечных электростанций, нерегулярный часовой режим их работы, позволяет говорить о гарантированной доступности того или иного объема их мощности в конкретный час года (в том числе и в период годового максимума нагрузки энергосистемы) только с некоторой долей вероятности. Масштабы и распределенное размещение возобновляемых источников также влияют на эту оценку из-за территориальной неоднородности погодных условий [5].

В международной практике широко применяются аналогичные по своей сути показатели, отражающие вклад ВИЭ в обеспечение системной надёжности, например, Capacity Credit (CC) [7] и Effective Load Carrying Capability (ELCC) [8-9]. Данные показатели позволяют оценить ту часть установленной мощности, которая может быть задействована для покрытия нагрузки с высокой степенью надёжности в течение определённого временного периода. Для определения значений этих показателей используются статистические методы анализа режимов работы ВИЭ-электростанций.

В основе разработанного авторами методического подхода лежит оценка уровня обеспеченности объемов часовой выработки электроэнергии ВИЭ-электростанций (то есть часового КИУМ) по статистической выборке за период годовых максимальных нагрузок энергосистемы на основе анализа многолетних климатических и актинометрических данных, определяющих режимы работы ВЭС и СЭС.

Важно отметить, что время наступления годового максимума нагрузки также варьируется от года к году. Поэтому выборка данных по ретроспективным почасовым значениям КИУМ ВИЭ-электростанций формируется для нескольких часов, на которые статистически приходится суточный максимум нагрузки в течение нескольких недель или месяцев, в которые наблюдается годовой максимум нагрузки. Для условий ЕЭС России в последние 15 лет годовой максимум нагрузки приходился, по данным Системного оператора, на рабочие дни декабря или января, а внутри суток – на промежутки 17-18 часов и 10-11 часов (рисунок 1). Таким образом, для одного года выборка составляет более 160 часов.

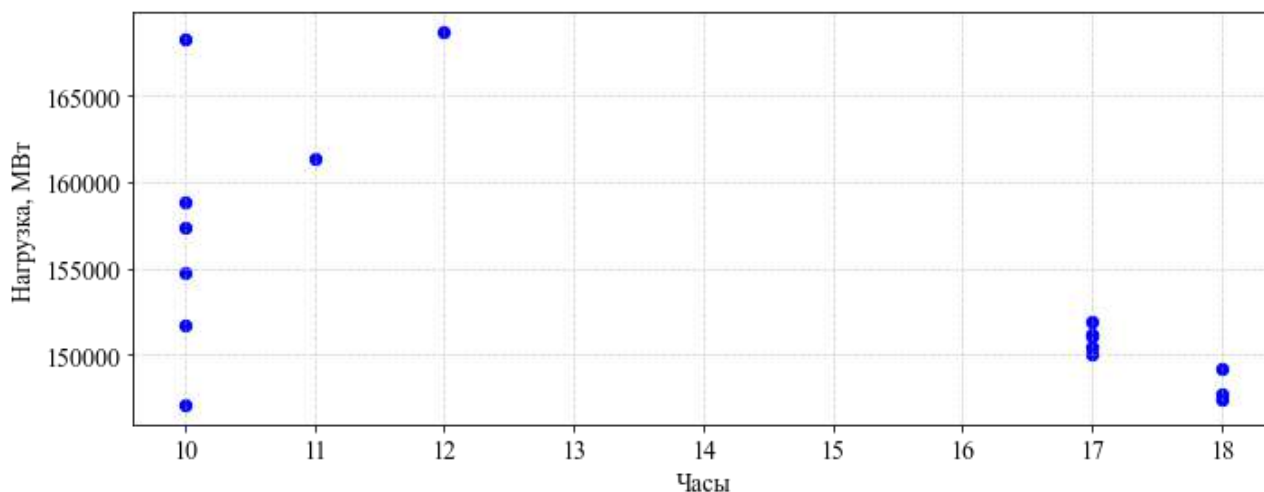


Рис. 1. Часы годового максимума нагрузки в ЕЭС России с 2009 по 2024 год

Выборка часовых КИУМ ВЭС или СЭС за периоды максимальных нагрузок формируется для каждой региональной энергосистемы, что позволяет учесть территориальные различия в качестве ресурсов ВИЭ и особенности режимов работы электростанций. При этом внутри крупных, отличающихся разнообразием климатических условий субъектах России, выделяется 2-3 территориальные зоны.

Данные каждой региональной выборки далее упорядочиваются по снижению значения КИУМ: от наибольшего к наименьшему. Таким образом, формируется интегральная кривая распределения КИУМ ВЭС или СЭС в период максимальных нагрузок (рисунок 2).

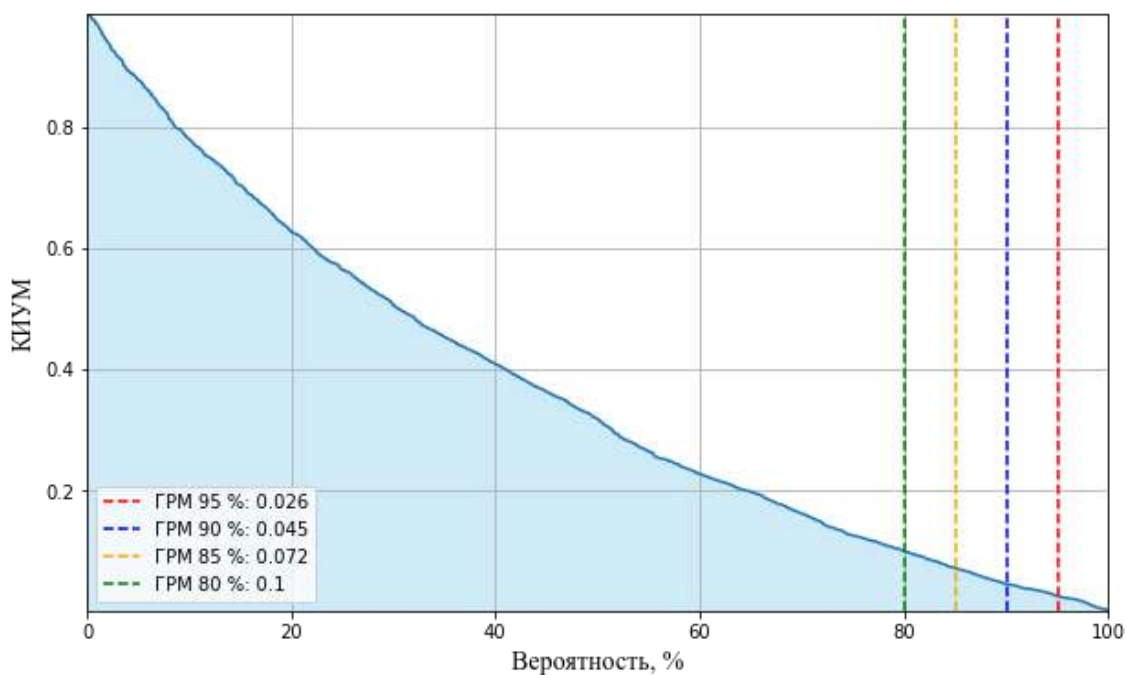


Рис. 2. Кривая распределения КИУМ в период максимальных нагрузок энергосистемы, и оценки уровня гарантированной мощности ВИЭ-электростанции (на примере 22-летней выборки КИУМ ВЭС в Ростовской области, с 2000 по 2022 годы)

Для вероятностной оценки величины гарантированной мощности рассматриваются квантили построенной кривой распределения КИУМ. Квантиль – это показатель, который отражает значение, ниже которого с определённой вероятностью оказывается заданная величина. Например, квантиль 90% означает такой уровень, ниже которого наблюдаемое значение находится в 90% случаев, и, соответственно, превышает в 10% случаев. Квантили часто используются для оценки устойчивости, надёжности и предсказуемости случайных величин в различных прикладных задачах.

Исходя из полученной кривой распределения КИУМ, показатель ГРМ можно определить, как значение часовой выработки (КИУМ), для которого появление более низких значений не превышает заданную вероятность (например, 10%). С другой стороны, этот же показатель ГРМ можно определить как значение КИУМ, при котором вероятность более высокой обеспеченности выработкой составляет 90% (рисунок 2). То есть это тот уровень часовой генерации/мощности ВИЭ, на который можно рассчитывать в пиковые часы нагрузки с высокой степенью уверенности (например, 90%). Далее в анализе используется именно такая трактовка вероятностной оценки величины ГРМ (например, ГРМ-90% или ГРМ-80% и т.д.).

На рисунке 2 вертикальные пунктирные линии показывают уровни КИУМ, которые превышаются в 80%, 85%, 90% и 95% случаев соответственно. Вполне очевидно, что снижение вероятности обеспеченности выработкой увеличивает значение ГРМ. Далее более подробно рассматривается вариативность величины гарантированной мощности по регионам страны, а также исследуется устойчивость результата к размеру статистической выборки (глубине ретроспективного анализа).

Важно отметить, что в рамках проведенного этапа исследования были оценены параметры ГРМ только для ветряных электростанций. В российских условиях, когда годовой максимум нагрузки приходится на вечерние или утренние часы зимних месяцев, с наименьшей продолжительностью светового дня, потенциальный вклад солнечных электростанций представляется минимальным (хотя проведение подобной оценки запланировано в будущем).

2. Анализ диапазонов гарантированной располагаемой мощности ВИЭ-электростанций в ЕЭС России

Для статистического анализа режимов работы ВИЭ-электростанций в масштабах всей ЕЭС России необходимы большие, многолетние массивы климатических и актинометрических данных, детализированные в региональном разрезе, а также специальные расчетные модули, преобразующие первичные данные в параметры часовых КИУМ для конкретных типов ветроустановок и солнечных модулей. Данная информация может быть получена как из специальных интернет-ресурсов [10], так и

подготовлена российскими научными организациями [11-12]. В последнем случае, как правило, обобщаются данные массивов спутниковой информации.

Статистический анализ для ВЭС был выполнен по всем региональным энергосистемам (включая подразделение наиболее крупных по территории на 2-3 части). Результаты оценки ГРМ ВЭС (для обеспеченности 90%) с группировкой регионов по объединенным энергосистемам (ОЭС) представлены на рисунке 3.

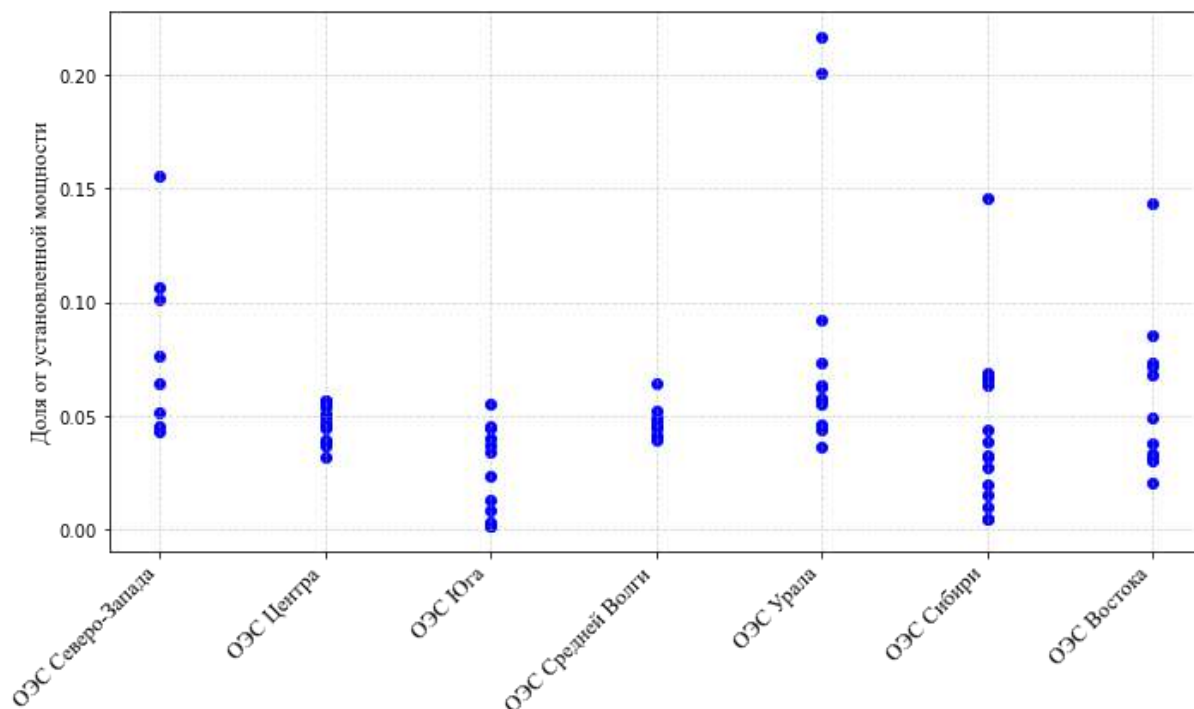


Рис. 3. ГРМ ВЭС в пиковые часы с вероятностью 90% с 2000 по 2022 год

Как видно из представленного графика, значения ГРМ варьируются в достаточно широком диапазоне – от менее 1% до более чем 20%. Это свидетельствует о существенной региональной неоднородности гарантированной мощности в период максимальной нагрузки ЕЭС России: в одних региональных энергосистемах можно ожидать высокий уровень доступности ВЭС в эти часы, в то время как другие – значительно менее предсказуемы. Наименьший разброс значения ГРМ-90% (в диапазоне 3-7% от установленной мощности ВЭС) характерен для региональных энергосистем в ОЭС Центра и Средней Волги. Более широкие диапазоны характерны для ОЭС Северо-Запада, Урала, Сибири и Востока, прежде всего, из-за северных и приморских территорий, где качество ресурсов ветра существенно выше, чем в глубине материковой части. В ОЭС Юга, где в настоящее время сосредоточен основной объем ВЭС, показатель гарантированной располагаемой мощности практически во всех регионах не превышает 5%, что объясняется достаточно высокой изменчивостью погодных условий по годам. Безусловно, заметный разброс показателя ГРМ по территории страны подтверждает важность детального регионального анализа режимов работы ВЭС при планировании развития энергосистемы.

Важным вопросом является также оценка изменчивости полученных значений ГРМ в зависимости от заданного уровня вероятности. Как показано на рисунке 2, величина ГРМ должна снижаться по мере увеличения уровня вероятности и возрастать по мере его снижения. Такой анализ также был проведен по региональным энергосистемам, а его результаты на примере ОЭС Юга представлены на рисунке 4 для четырёх уровней вероятности: 80%, 85%, 90% и 95%. Как видно из приведенного графика, при снижении уровня вероятности (от 95% к 80%) значения ГРМ закономерно возрастают. Однако это изменение достаточно неравномерно по регионам даже в одной ОЭС: в то время как в одних обнаруживается значительный рост показателя ГРМ, в других он меняется крайне слабо. Такая чувствительность к уровню вероятности подчёркивает важность выбора целевого квантиля в зависимости от задач анализа.

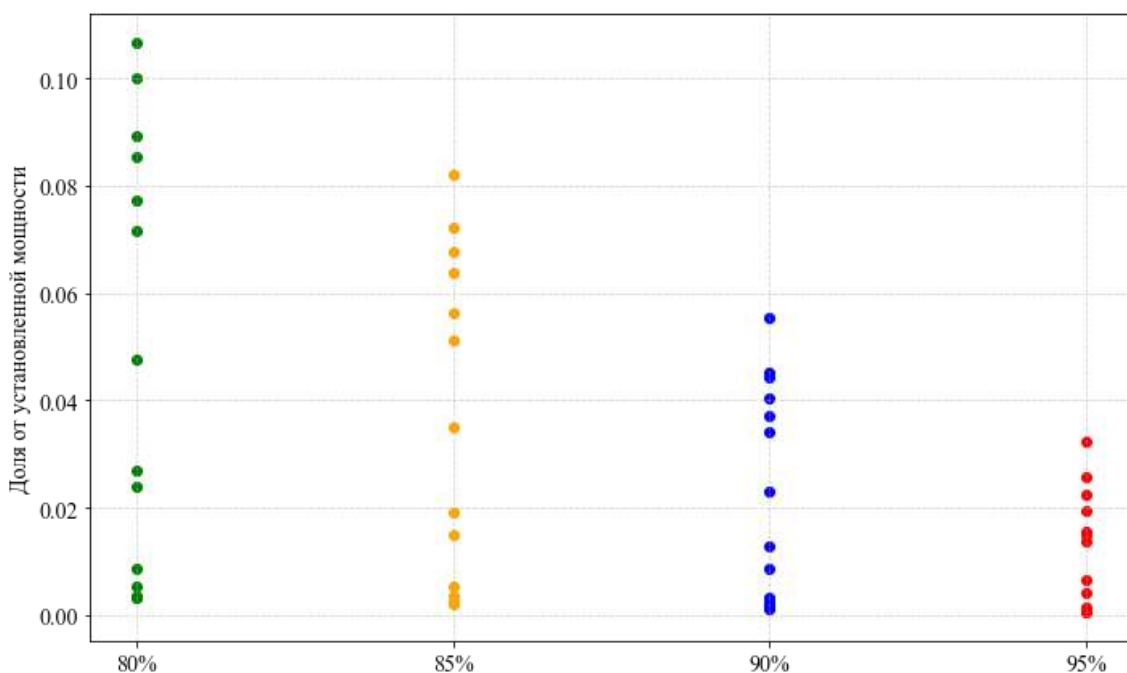


Рис. 4. ГРМ ВЭС в пиковые часы с вероятностью 95-80%, по ОЭС Юга с 2000 по 2022 год

Наконец, необходимо проверить и устойчивость результатов к глубине статистического анализа. Для этого был выполнен анализ на выборках, сформированных за 5, 10, 15 последних лет и за максимальный период доступных данных (22 года). Результаты анализа (на примере Ростовской области) представлены в таблице 1.

Таблица 1. Значения ГРМ ВЭС (Ростовская область) в период максимальных нагрузок при различных уровнях вероятности

Период анализа	Вероятность 80%	Вероятность 85%	Вероятность 90%	Вероятность 95%
Все годы	0,09996	0,07206	0,04535	0,02581
Последние 15 лет	0,09484	0,06908	0,04459	0,02439
Последние 10 лет	0,09757	0,07247	0,04988	0,02970
Последние 5 лет	0,09097	0,06653	0,04532	0,02968

Источник: составлено авторами

Из данных таблицы видно, что, во-первых, для конкретного региона изменение уровня вероятности существенно влияет на показатель гарантированной располагаемой мощности: если при вероятности 80% значение ГРМ составляет почти 10% от установленной мощности, то при вероятности 90% оно снижается до 4,5%, а при вероятности 95% – до 2,5%. Во-вторых, при сокращении временного горизонта выборки изменения значений ГРМ незначительны и нерегулярны. В частности, сокращение периода выборки до 5 лет снижает значение ГРМ для вероятностей 80% и 85%, но увеличивает для вероятности 95%. При анализе 10-летнего горизонта значения ГРМ оказываются выше, чем для 5-летнего и 15-летнего горизонтов. Неоднозначность результатов обусловлена естественной погодной изменчивостью, и не позволяет говорить о влиянии на них системных изменений климата за два десятилетия.

Полученные показатели могут интерпретироваться как уровни гарантированной выработки ВИЭ, достижимые с заданной вероятностью. Такой подход позволяет учитывать риски погодозависимой генерации и использовать полученные данные в моделях комплекса ИНЭИ РАН для планирования развития и оценки надёжности энергосистемы.

3. Влияние величины гарантированной располагаемой мощности ВИЭ на прогнозную структуру генерирующих мощностей

Как было отмечено ранее, значения ГРМ электростанций на базе ВИЭ в периоды годовых максимумов нагрузки ЕЭС России могут влиять на условия формирования перспективных балансов мощности и выбор объемов требуемой генерирующей мощности и ее структуры, а также и на интегральные экономические характеристики функционирования и развития электроэнергетики.

Для количественной оценки ожидаемых балансовых и экономических последствий в ЕЭС России были проведены параметрические оптимизационные расчеты с использованием разработанной в ИНЭИ РАН динамической модели развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения EPOS [13]. Модель EPOS обеспечивает оптимизацию решений по развитию и использованию генерирующих мощностей по критерию общественной эффективности – минимуму суммарных дисконтированных затрат на централизованное электро- и теплоснабжение экономики страны за период до 2060 г. (с учетом затрат последствия принимаемых решений в течение последующих 40 лет).

При моделировании последовательно варьировался уровень ГРМ ВЭС в каждой региональной энергосистеме (в зависимости от вероятности достижения КИУМ) с шагом в 5% от 80% до 100%. При этом уровень 100% соответствует нулевому значению ГРМ, то есть полному исключению ВЭС из перспективных балансов мощности на час максимума нагрузки. Как было отмечено выше, на данном этапе исследований для СЭС гарантированная располагаемая мощность в час максимума нагрузки принималась равной 0, т.к. практически на всей территории ЕЭС России возможности для генерации солнечной энергии фотоэлектрическими модулями в этот период крайне ограничены или отсутствуют.

Для обеспечения сопоставимости результатов моделирования все расчеты выполнялись при прочих одинаковых условиях:

- уровень спроса на электроэнергию и централизованное тепло в соответствии с плановым сценарием, рассмотренным в [14], с пролонгацией тенденций до 2060 года;
- медленный рост цен органического топлива со средним годовым темпом не более 1% в реальном выражении;
- ставка дисконтирования (в реальном выражении) – 5 %;
- оптимистичные (низкие) значения удельных капиталовложений (УКВ) во все типы генерации.

Поскольку эффективность развития возобновляемой энергетики в России пока еще остается на относительно низком уровне, и оптимальные масштабы ее развития в условиях отсутствия специальной поддержки оказываются ограниченными [15], то еще одним важным условием всех расчетов было допущение о применении мер углеродного регулирования – введении высокой платы за выбросы углерода от тепловых электростанций (200 долл. 2024 г./т CO₂ в 2050 г. и 310 долл./т CO₂ в 2060 г.).

При проведении расчетов сначала были получены оптимизированные параметры структуры генерирующих мощностей без учета гарантированной мощности ВЭС (ГРМ-100%=0). Далее оптимальная мощность ВЭС фиксировалась, и в последующих расчетах учитывалось ее участие в балансах мощности с различными значениями ГРМ (от ГРМ-95% до ГРМ-80%). Полученная структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2040 и 2060 гг. для всех рассмотренных вариантов, различающихся уровнем ГРМ для ВЭС, приведена в таблице 2.

Таблица 2. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России, млн кВт

Типы электростанций	Варианты									
	ГРМ-80%	ГРМ-85%	ГРМ-90%	ГРМ-95%	ГРМ-100%	ГРМ-80%	ГРМ-85%	ГРМ-90%	ГРМ-95%	ГРМ-100%
	2040 г.					2060 г.				
ГЭС	69,5	69,6	69,6	69,6	69,6	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3
ВЭС	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
СЭС	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
АЭС	70,8	70,7	70,7	70,5	70,6	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5
ТЭЦ гм	68,4	68,4	68,5	68,5	68,4	35,6	35,7	35,7	35,7	35,7
ТЭЦ уг	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
ТЭЦ био	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
КЭС гм	35,4	35,6	35,9	36,2	36,5	73,3	74,0	74,6	75,3	76,1
КЭС уг	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
ВСЕГО	288,6	288,8	289,1	289,2	289,5	452,6	453,3	453,9	454,6	455,4

Источник: составлено авторами

С учетом мер углеродного регулирования мощность ВИЭ-электростанций к 2060 году может вырасти до 70 ГВт, достигая 15% от суммарной мощности электростанций в ЕЭС России. На ветряные электростанции при этом приходится около 40% или почти 29 ГВт. Таким образом, основную часть мощности ВИЭ будут составлять солнечные электростанции – прежде всего, из-за резкого удешевления стоимости их строительства на горизонте следующих 20-25 лет. Такая пропорция в

пользу СЭС подтверждает актуальность проработки оценок ГРМ на период максимальной нагрузки и для этого типа электростанций.

Параметрическое изменение значения ГРМ (с понижением вероятности и увеличением объема гарантированной мощности в балансе) показывает, что при той же установленной мощности ВЭС суммарная мощность электростанций в ЕЭС России снижается. Учет в балансе даже части мощности ВЭС как доступной с высокой вероятностью снижает потребность в дублирующей ВИЭ резервной маневренной мощности тепловых электростанций. При переходе к ГРМ-80% эта разница составляет 2,8 млн кВт.

Сопоставление полученных вариантов позволяет оценить влияние изменения уровня ГРМ ВЭС на час максимума нагрузки не только на производственную структуру, но и на интегральные характеристики развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения (таблица 3).

Как видно из этой таблицы, при принятых допущениях увеличение объема учитываемой в балансе гарантированной мощности ВЭС обеспечивает снижение как капиталовложений, так и суммарных дисконтированных затрат (значение целевой функции модели). При переходе от варианта ГРМ-100% (с нулевой гарантированной мощностью) к варианту ГРМ-80% сокращение вводов резервирующих мощностей ТЭС обеспечивает снижение капиталовложений в этот сегмент электроэнергетики почти на 2%. Суммарный же объем капиталовложений в отрасли снижается почти на 0,5%. Сокращение инвестиционной составляющей является главным фактором снижения суммарных дисконтированных затрат – масштаб снижения увеличивается по мере снижения уровня вероятности для расчета ГРМ.

Таблица 3. Отклонение интегральных экономических характеристик развития электроэнергетики и теплоснабжения в ЕЭС России, в % относительно варианта ГРМ-100% (при нулевой гарантированной мощности ВЭС)

Показатели	Варианты				
	ГРМ-80%	ГРМ-85%	ГРМ-90%	ГРМ-95%	ГРМ-100%
Суммарные капиталовложения в период до 2070 г. – всего, в т. ч.	-0,43	-0,32	-0,22	-0,12	0
– АЭС	0	0	0	0	0
– ГЭС и ВИЭ	0	0	0	0	0
– ТЭС, котельные и прочее	-1,82	-1,35	-0,94	-0,5	0
Суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение экономики (с учетом последствий):					
– без платы за выбросы CO ₂	-0,17	-0,13	-0,1	-0,06	0
– с платой за выбросы CO ₂	-0,11	-0,08	-0,06	-0,03	0

Источник: составлено авторами

4. Заключение

В данном исследовании был разработан и апробирован методологический подход к оценке гарантированной мощности ВИЭ, учитываемой в балансах мощности на час максимальной нагрузки. Подход опирается на статистический анализ многолетних ретроспективных климатических данных и учитывает технические характеристики генерирующего оборудования. Такой подход позволяет перейти от средних значений выработки к более реалистичным показателям, учитывающим экстремальные и системно значимые условия функционирования энергосистемы. Это особенно важно в условиях роста доли ВИЭ в энергобалансе, когда низкая предсказуемость их генерации может стать источником системных рисков.

Проведённый анализ выявил значительные территориальные различия в уровне гарантированной мощности ВЭС. Разработанная методика позволяет ранжировать регионы с точки зрения их перспективности для развития ВИЭ не только с учетом среднегодового КИУМ, но и вклада возобновляемых источников в обеспечение балансовой надёжности. Анализ показал, что критическим является целевой уровень вероятности, принимаемый в расчетах ГРМ и определяющий долю мощности ВИЭ-электростанций, учитываемую в балансе мощности.

Учет ГРМ позволяет более объективно учесть технологические особенности ВИЭ при формировании сценариев развития электроэнергетики при оптимизации структуры генерирующих мощностей. Параметрические расчеты на модели EPOS показали, что при активном развитии ВИЭ-электростанций эффект учета ГРМ позволяет снизить необходимый объем мощности в ЕЭС России за

счет сокращения требований к вводу дополнительных маневренных и резервирующих мощностей ТЭС. Это снижает как инвестиционную нагрузку, так и суммарную стоимость энергоснабжения.

В целом, результаты исследования подтверждают необходимость перехода от оценки ВИЭ на основе средних показателей к использованию статистически обоснованных и системно ориентированных метрик, таких как ГРМ. Это позволяет более точно учитывать риски и возможности, связанные с нерегулируемой генерацией, и более обоснованно принимать решения, направленные на устойчивое и надёжное развитие электроэнергетики России.

Литература

1. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* Возобновляемая энергетика: системные эффекты // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2019: Материалы двенадцатой междунар. конф. Науч. электрон. изд., Москва, 01–03 октября 2019 года / Под общей ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – Москва: ИПУ РАН, 2019. – С. 38–46. – DOI:10.25728/mlsd.2019.1.0038.
2. *Илюшин П.В.* Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник МЭИ. – 2022. – № 4. – С. 98–107. – DOI:10.24160/1993-6982-2022-4-98-107.
3. *Арапов М.А., Попель О.С., Тарасенко А.Б., Филиппов С.П.* Возобновляемые источники энергии: вклад в декарбонизацию энергетики России // Теплоэнергетика. – 2024. – № 11. – С. 59–71. – DOI:10.56304/S0040363624700346.
4. *Илюшин П.В., Георгиевский И.Д.* Обзор возможностей для увеличения доли ветровых и солнечных электростанций в структуре генерирующих мощностей энергосистем // Энергетик. – 2023. – № 5. – С. 13–18.
5. Полная стоимость интеграции ВИЭ в ОЭС Юга России: влияние факторов геопрограмственной оптимизации. Москва: КеРт, 2023. <https://assets.kept.ru/upload/pdf/2023/07/ru-integration-of-renewable-energy-into-power-systems-of-the-south-of-russia-kept-survey.pdf> (дата обращения 30.05.2025).
6. *Некрасов С.А.* Снижение издержек на интеграцию возобновляемых источников электроэнергии в энергосистему – путь повышения доступности возобновляемой энергетики // Теплоэнергетика. – 2021. – № 8. – С. 5–16.
7. *Ensslin C., Milligan M., Holttinen H., O'Malley M.* Current methods to calculate capacity credit of wind power // Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE. – DOI:10.1109/PES.2008.4596006.
8. *Khan E.* Effective load carrying capability of wind generation: Initial results with public data// The Electricity Journal – 2004. – Vol. 17(10). – P. 85–95. – DOI:10.1016/j.tej.2004.10.006.
9. *Milligan M., Frew B., Ibanez E., Kiviluoma J., Holttinen H. and Söder L.* Capacity value assessments of wind power // WIREs Energy Environ. – 2017. – 6: e226. – DOI:10.1002/wene.226.
10. *Киселева С.В., Лисицкая Н.В., О.С. Попель и др.* Геоинформационные системы для возобновляемой энергетики (обзор) // Теплоэнергетика. – 2023. – № 11. – С. 115–127. – DOI 10.56304/S0040363623110073.
11. *Фрид С.Е., Лисицкая Н.В., Попель О.С., Филиппов С.П.* Анализ перспективных для строительства солнечных электростанций районов России с учетом ресурса солнечной энергии и нестабильности ее поступления // Вестник Объединенного института высоких температур. – 2024. – Т. 15, № 3. – С. 34–39. – DOI:10.33849/2024306.
12. *Фрид С.Е., Лисицкая Н.В.* Анализ возможности увеличения коэффициента использования установленной мощности сетевых фотоэлектрических станций // Теплоэнергетика. – 2022. – № 7. – С. 74–84. – DOI:10.1134/S0040363622060030.
13. *Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршев А.А.* Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой междунар. конф. Под общ. ред. С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН, 2012. – С. 313–323.
14. *Веселов Ф., Макаров А., Хоршев А., Ерохина И.* Развитие электроэнергетики – на распутье стратегических решений // Энергетическая политика. – 2024. – № 2(193). – С. 90–105. – DOI:10.46920/2409-5516_2024_2193_90.
15. *Шигина А.В., Хоршев А.А.* Оценка мер углеродного регулирования, как инструмента для управления развитием безуглеродных технологий в электроэнергетике России / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2024): Труды Семнадцатой междунар. конф., М.: ИПУ РАН, 2024. – С. 711–726.