

---

---

УДК 621.311:338.27

## ВЛИЯНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА РЕГИОНАЛЬНЫЕ РАЗЛИЧИЯ В СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

© 2024 г. Д. Ю. Кононов\*

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем  
энергетики им. Л.А. Меленъева СО РАН, Иркутск, Россия*  
*\*e-mail: stranger72@bk.ru*

Поступила в редакцию 19.03.2024 г.

После доработки 16.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Прогнозы возможной динамики стоимости генерации и цен на электроэнергию являются необходимой составляющей стратегий и программ развития энергетики. Они дают представление о конкурентоспособности разных типов электростанций и служат важным ориентиром для принятия инвестиционных решений. Цена электроэнергии – один из важных индикаторов энергетической и экономической безопасности страны. В статье предлагается поэтапный подход к оценке вероятного значения этого индикатора в долгосрочных прогнозах. Он предусматривает оптимизацию развития электроэнергетики, определение и сравнение средней и маржинальной стоимости генерации электроэнергии в разных региональных системах энергоснабжения в условиях неопределенности. Приведены результаты экспериментальных расчетов с целью оценки региональных различий как в стоимости электроэнергии, так и в ее реакции на разные сценарные условия. При этом условия базового сценария приняты с ориентацией на «Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года».

*Ключевые слова:* прогнозирование, электроэнергетика, стоимость генерации, Объединенная энергетическая система, энергетическая безопасность

**DOI:** 10.31857/S0002331024040041

### ВВЕДЕНИЕ

Стоимость электроэнергии оказывает существенное влияние на жизненный уровень населения, рентабельность производства во многих отраслях производственной сферы. Оценка ее перспективных значений играет важную роль в принятии стратегических решений на разных иерархических уровнях управления экономикой (табл. 1).

Представляется, что на каждом этапе прогнозных исследований варианты развития энергетики должны оцениваться и сравниваться не только по их экономической эффективности, но и по влиянию на состояние энергетической безопасности.

В Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации [1], утвержденной в мае 2019 г., при мониторинге и систематической оценке состояния энергетической безопасности (ЭБ) предлагается использовать систему индикаторов, отслеживая их отклонение от задаваемых предельно допустимых значений. В числе таких индикаторов, характеризующих экономический аспект ЭБ, одним из основных является цена электроэнергии. Во всех зарубежных комплексных оценках состояния ЭБ страны этот индикатор используется с высоким весом [2].

Несмотря на научно-практическую важность прогнозов стоимости электроэнергии, она не стала еще одним из инструментов управления развитием электроэнергетики. Ее нет в публикуемых документах национальной системы стратегического планирования, таких, например, как «Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года» или «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года». Очевидно, что при разработке такого рода документов используются результаты ценовых прогнозов научных организаций, но они редко встречаются

**Таблица 1.** Требования к прогнозам стоимости электроэнергии на разных уровнях принятия стратегических решений

Уровень	Задача	Горизонт прогноза, лет	Территориальная детализация прогноза	Методический инструментарий	Основная исходная информация
Макроэкономика	Темпы роста стоимости электроэнергии	10–20	Страна	Модельно-программные комплексы	Целевые установки, сценарии развития экономики
ТЭК	Приведенные (дисконтированные) затраты на обеспечение потребностей в электроэнергии	15–25	Макрорегионы	Оптимизационные модели ТЭК	Сценарии развития экономики, конъюнктура мировых энергетических рынков
Электроэнергетика	Стоимость генерации электроэнергии  Цены электроэнергии, обеспечивающие необходимые инвестиции	15–20 10–15	ОЭС  ОЭС	Оптимизационные модели электроэнергетики Финансово-экономические модели	Варианты развития ТЭК, спрос на электроэнергию и тепло, цены на топливо для ЭС, ограничения на CO <sub>2</sub> , топливно-экономические показатели новых электростанций
Энергетические компании	Цена самоокупаемости	10–15	Ценовые зоны	Ранжирование проектов по их эффективности и рискам	Конъюнктура рынков электроэнергии и тепла

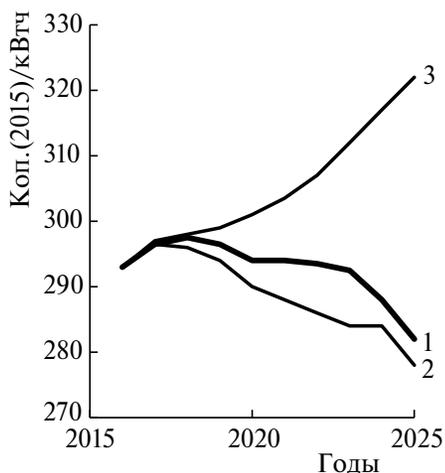
Источник: авторское представление.

в публикациях и, как правило, в них прогнозная динамика средней стоимости электроэнергии приводится только для страны в целом.

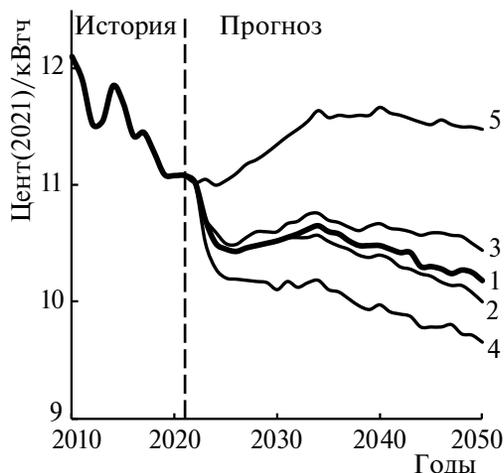
Первая детализация прогнозов стоимости генерации электроэнергии по Объединенным Энергетическим Системам (ОЭС) России была осуществлена и опубликована коллективом ученых РАН в 2011 г. в книге «Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики)» [3]. Кроме базового варианта, рассматривались варианты с высоким, низким и предельно пессимистическим уровнями электро- и теплоснабжения в период с 2000 по 2015 годы. Наиболее дорогая электроэнергия оказалась в ОЭС Центра, а наименьшая (в 2.3 раза) – в ОЭС Сибири.

Другой детализированный по ОЭС – прогноз тарифов и цен поставщиков на перспективу 2010–2030 гг. был опубликован Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) [4] в 2011 г. По этому прогнозу с 2020 по 2030 годы годовой прирост цены на электроэнергию для конечных потребителей снизится с 7% до 3%, а среднеотпускная цена в 2030 году составит 9.8 цент(2010)/кВтч.

Очевидна большая условность любых ценовых прогнозов не только из-за несовершенства используемого методического инструментария, но, главное, из-за большой неопределенности значений многих факторов, влияющих на конъюнктуру будущих энергетических рынков. Соответственно, диапазон неопределенности прогнозов стоимости электроэнергии, как видно из рис. 1 и 2, может быть весьма широк и требует обязательной их привязки к сценариям развития экономики и ТЭК.



**Рис. 1.** Динамика среднеотпускной (конечной) цены электроэнергии при варьировании сценарных условий, (по данным ИНЭИ РАН). *Примечание:* Результаты расчетов трех выделенных сценариев: 1 – базовый, 2 – консервативный (пониженные темпы ВВП и спрос на электроэнергию), 3 – целевой (более высокие темпы роста спроса и стоимости топлива, а также более активное развитие безуглеродной энергетики). Источник: [5].



**Рис. 2.** Динамика средней стоимости электроэнергии в США при разных сценариях. *Примечание:* Результаты расчетов на модельном комплексе NEMS пяти сценариев: 1 – базовый сценарий, 2 и 3 – низкая и высокая стоимость ВИЭ, 4 и 5 – низкие и высокие цены на нефть и газ. Стоимость электроэнергии включает ее генерацию, магистральный транспорт и распределение. Источник: [6].

## ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Методы прогнозирования стоимости и цен электроэнергии зависят от решаемой задачи и рассматриваемой перспективы.

Оценка возможных и допустимых границ цен и стоимости электроэнергии — одно из направлений наших исследований. При этом возникает задача сравнительного анализа региональных различий не только в стоимости генерации электроэнергии, но и в ее реакции на изменение условий энергоснабжения в разных ОЭС.

Техника прогнозов на несколько дней или месяцев вперед для диспетчерского управления энергосистемами хорошо известна. В обзоре публикаций на эту тему на английском языке за 20 лет приводится список из почти 500 названий [7]. Эти прогнозы, в основном, базируются на обработке методами математической статистики отчетных данных и их экстраполяции.

Как в краткосрочных, так и в среднесрочных на несколько лет вперед прогнозах учитываются складывающиеся тенденции. При этом принимаются во внимание ожидаемые изменения на энергетических рынках. Применяемые в зарубежной и отечественной практике эконометрические модели учитывают корреляцию цены электроэнергии с влияющими на нее показателями. Например, в [8] учитывается связь цены электроэнергии с ВВП и с долей ГЭС в структуре генерации.

Эконометрические методы и модели дают лишь самое общее представление о возможном направлении изменении цен на электроэнергию в ближайшем будущем. Для получения более серьезных численных оценок этих изменений необходима увязка ценовых прогнозов со сценариями развития электроэнергетики, с возможной структурой новых электростанций и их технико-экономическими показателями.

Цены на электроэнергию в регионе (энергосистеме) в значительной степени зависят от ее стоимости на новых электростанциях, замыкающих баланс энергии. Для таких станций она должна покрывать эксплуатационные издержки и включать инвестиционную составляющую, обеспечивающую за счет ожидаемой прибыли возврат заемных средств и получение приемлемого дохода на вложенный капитал.

Взаимозависимость сравнительной эффективности новых электростанций, спроса и цен на электроэнергию делает возможным и целесообразным определение рационального ввода мощностей и стоимости производства на них электроэнергии в единой оптимизационной модели. С ее помощью может даваться приближенная оценка конкурентоспособности разных электростанций и разных способов рационального обеспечения заданной потребности в электроэнергии региона.

Теоретически должна решаться оптимизационная задача взаимосвязанного развития экономики и энергетики страны и регионов с учетом действия ценовых механизмов. Это требует использования сложных модельно-компьютерных комплексов типа, например, SCANNER [9] или NEMS [10]. Их важное достоинство — возможность учета корректирующего (обратного) влияния стоимости электроэнергии на темпы экономического роста и на энергопотребление.

Такие комплексы предназначены для оценки возможных последствий для энергетики, экономики, окружающей среды и безопасности страны рассматриваемых альтернативных вариантов энергетической политики, а также возможных ситуаций на внешних энергетических рынках. Получаемые с их помощью прогнозы дают

представление о тенденции изменения в динамике стоимости электроэнергии, позволяют очертить область ее возможных значений. Для сужения диапазона неопределенности этих значений и повышения практической значимости прогнозов нужны дополнительные исследования и специальный методический инструментарий. Прогнозы цен в энергетике должны формироваться и решаться как самостоятельная задача с итеративной увязкой ее с задачами прогнозных исследований развития экономики и ТЭК.

Двухэтапный подход к оценке (с помощью финансово-экономических моделей) ценовых последствий реализации тех или иных вариантов развития электроэнергетики разработан и используется в ИНЭИ РАН [11]. На первом этапе для каждого варианта определяются параметры производственных и инвестиционных программ, а на втором – необходимая для их реализации валовая выручка (НВВ). Среднеотпускная цена электроэнергии для различных потребителей ЕЭС России рассчитывается как отношение полной НВВ к полезному отпуску электроэнергии конечным потребителям. Расчеты, выполненные этим способом в 2018 году [12], показали, что в период 2016–2025 гг. темпы роста среднегодовой цены электроэнергии в ЕЭС снижаются в базовом и консервативном вариантах соответственно на 0.4% и 0.6%, но в целевом варианте (чтобы избежать дефицита мощностей) должны увеличиться на 1.1%. При этом диапазон неопределенности цены в 2025 г. составит 15%.

Методический подход ИНЭИ с использованием финансово-экономического анализа лучше, чем другие известные методы, подходит к определению целевой (необходимой) динамики цены на электроэнергию при разработке документов стратегического планирования на среднесрочную перспективу. Этот подход требует детализации моделирования, информации и результатов. При решении многих задач долгосрочного прогнозирования цен на энергию нет необходимости в такой детализации, но требуется учет особенностей решаемой задачи. Такая задача рассматривается ниже.

## ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ПОДХОД К ЕЕ РЕШЕНИЮ

Цена электроэнергии рассматривается как важный индикатор, используемый при комплексной оценке состояния энергетической безопасности страны и регионов. Требуется предложить способ определения интервала неопределенности ее возможных значений в региональных системах энергоснабжения в долгосрочных прогнозах и оценить (на условном примере) значимость различия стоимостной реакции этих систем на возможные изменения в условиях их развития.

Эта задача является промежуточным этапом в предлагаемой схеме поэтапно определения возможных и допустимых границ цены электроэнергии с учетом разных сценариев будущего (рис. 3). Предполагается, что как в настоящее время, так и в перспективе, решающее влияние на нее будет оказывать стоимость генерации и транспорта электроэнергии на рассматриваемой территории. Для ее численной оценки в условиях неопределенности будущего требуется определение и обобщение множества (сотни) сбалансированных решений для разной комбинации исходных данных. Это в определенной степени позволяет сделать разработанная в ИСЭМ СО РАН оригинальная модель (компьютерная программа) МИСС-ЭЛ [13],

совмещающая оптимизацию развития электроэнергетики с методом Монте-Карло [14].

Критерий оптимальности в этой модели – минимум дисконтированных затрат на обеспечение заданной потребности в электроэнергии, а ограничениями являются: спрос на рассматриваемой территории в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, ограничения на добычу или на поставку в регион газа. В отличие от таких известных оптимизационных моделей электроэнергетики, как, например, [15, 16], эти ограничения задаются не однозначно, а интервально. Верхняя и нижняя граница принимаются и для цен на топливо, удельных капиталовложений и технико-экономических показателей, влияющих на стоимость электроэнергии.

При генерации возможных комбинаций значений исходных данных, задаваемых своими интервалами, варьируются числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона. Это позволяет генерировать случайные величины с самыми разными типами статистических распределений – равномерным, нормальным, показательным и т.д.

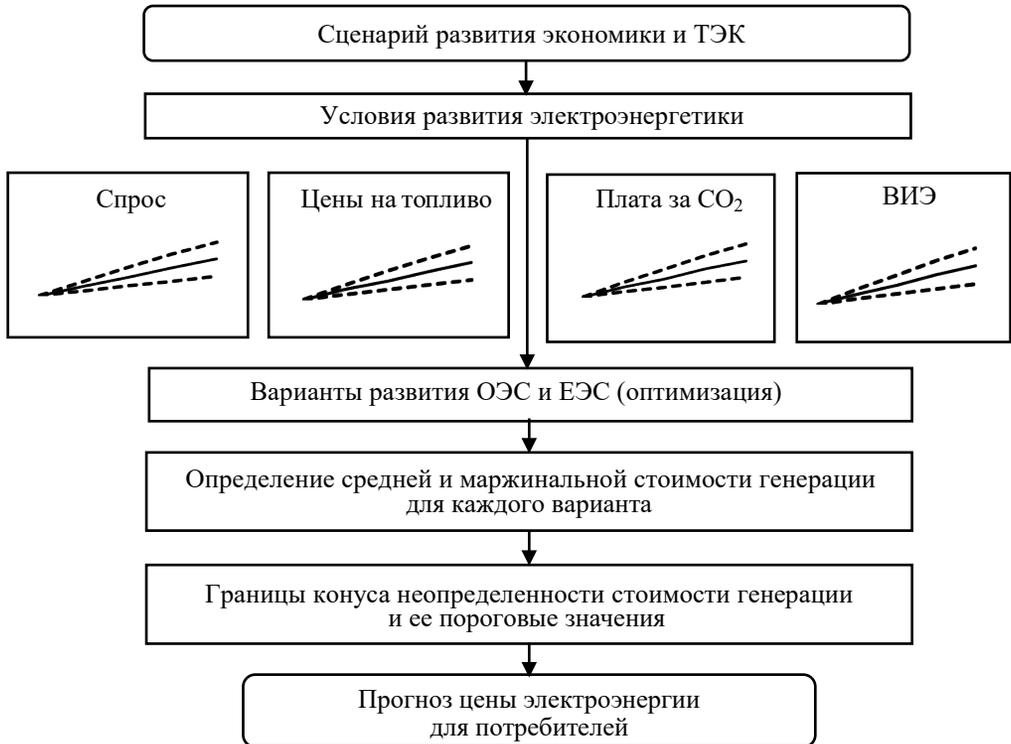


Рис. 3. Схема долгосрочного прогнозирования стоимости производства электроэнергии и ее цены для потребителей.

Из множества рассчитанных вариантов сбалансированного ввода мощностей программа МИСС-ЭЛ формирует основной, включающий наименее рискованный состав электростанций и обеспечивающий минимальную стоимость генерации в рассматриваемых условиях и при заданном распределении вероятности значений основных исходных данных внутри интервала их неопределенности.

Очевидно, что величина этого интервала и характер неопределенности зависят от рассматриваемой перспективы и могут быть разными для разных регионов. Соответственно разной может быть надежность количественных оценок как вариантов ввода мощностей, так и прогнозируемой стоимости генерации электроэнергии на рассматриваемой территории.

Многовариантные расчеты МИСС-ЭЛ позволяют определять не только наиболее эффективный состав и мощность вводимых электростанций по заданному критерию для каждой комбинации возможных условий, но и инвестиционные риски сооружения каждой станции. Для этого компьютерная программа включает определение частоты (вероятность) попадания данной станции в оптимальные решения. Чем меньше эта вероятность, тем выше риск реализации соответствующего инвестиционного проекта.

Из получаемого решения видно, какие электростанции замыкают баланс электроэнергии. Стоимость генерации на них можно принимать за маргинальную на рассматриваемой территории. Разница между ней и средневзвешенной стоимостью генерации всех электростанций в первом приближении характеризуют минимальные границы диапазона неопределенности стоимости электроэнергии в данном ОЭС в рассматриваемом сценарии. Интервал неопределенности цен на электроэнергию значительно шире, т.к. на их значение влияют возможные сетевые тарифы, государственное регулирование энергетических рынков и другие факторы.

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

В качестве объекта исследования рассматриваются объединенные электроэнергетические системы (ОЭС), входящие в состав Единой энергетической системы России (ЕЭС). При этом основные исходные данные, характеризующие ожидаемые в рассматриваемом 2035 году потребности в электроэнергии отдельных ОЭС, приняты в соответствии с базовым сценарием Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года<sup>1</sup> [17] (далее – Генсхема). Следует отметить, что в ней не приводится ожидаемая стоимость электроэнергии в ОЭС. Нет в Генсхеме и цен на топливо для электростанций. Принимаемые в наших расчетах их ориентировочные значения для основного (базового) сценария приведены в табл. 2.

---

<sup>1</sup>Генсхема является частью общегосударственной системы прогнозирования и планирования и определяет направления развития электроэнергетики на перспективу 15 лет. Она должна корректироваться раз в три года и содержит долгосрочный спрос на электроэнергию, топливо для электростанций, сведения о развитии ОЭС, перспективные балансы мощности и энергии.

**Таблица 2.** Средние значения некоторых исходных данных, принятых в базовом сценарии для 2035 г.

Показатель	Единицы измерения	Регионы (ОЭС)							ЕЭС
		Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток	
Потребность в электроэнергии	Млрд кВтч	316	127	305	126	127	266	69	1335
Цена топлива	Долл./т у.т.								
Газ	"-	106	119	125	115	113	105	108	
Уголь	"-	50	80	80	80	76	28	54	
Установленная мощность									
АЭС	МВт	2100	6275	16175	6580	4070	-	-	35210
ГЭС	"-	1870	2870	2655	7055	6115	26530	5015	52105
ВИЭ	"-	480	165	91	195	1445	240	-	2615
ТЭС	"-	49200	16000	37200	14400	14210	27600	9700	168360

*Примечание.* В модели МИСС-ЭЛ эти и другие исходные данные задавались интервально с отклонением от средних значений на 5–10%.

Источник: Потребности в электроэнергии и установленная мощность электростанций – Генсхема 2017 [17], цены на топливо – авторский прогноз с учетом [18].

В базовом и других сценариях все исходные данные задавались не однозначно, а диапазоном их вероятных значений. Основные расчеты на модели МИСС-ЭЛ проводились при нормальном их распределении внутри этого диапазона. Показанные в табл. 3 результаты расчетов свидетельствуют, что при интервальной неопределенности стоимость электроэнергии несколько увеличивается.

Следует отметить, что приведенные в этой и других таблицах стоимостные оценки являются обобщением (усреднением) результатов многовариантных расчетов (испытаний) с использованием процедуры Монте-Карло. В табл. 4 показана степень неоднозначности этих оценок – отклонение от усредненных показателей.

**Таблица 3.** Региональные различия в стоимости генерации электроэнергии в базовом сценарии, цент/кВтч

Стоимость	Характер неопределенности	Регионы (ОЭС)						
		Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток
Средняя	Нормальное распределение	6.6	7.7	7.6	7.0	7.1	5.9	6.9
	Интервал неопределенности	6.8	7.8	7.7	7.1	7.2	6.0	7.0
Маржинальная	Нормальное распределение	7.1	7.8	7.9	7.9	7.7	6.7	7.4
	Интервал неопределенности	7.2	8.0	7.9	7.9	8.0	6.8	7.5

*Примечание.* Результаты экспериментальных расчетов на перспективу 2035 г. Здесь и далее стоимость электроэнергии по курсу 2017 г. (60 руб./долл.).

**Таблица 4.** Характеристика неоднозначности оценки стоимости электроэнергии в базовом варианте

Стоимость	Регионы (ОЭС)						
	Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток
Средняя стоимость	0.04 (1%)	0.07 (1%)	0.07 (1%)	0.10 (1%)	0.08 (1%)	0.14 (2%)	0.10 (1%)
Маржинальная стоимость	0.07 (1%)	0.12 (2%)	0.09 (1%)	0.34 (4%)	0.21 (5%)	0.09 (2%)	0.30 (7%)

*Примечание.* Показатели неоднозначности: среднеквадратичное отклонение и коэффициент вариации (в скобках).

Региональные различия в средней стоимости электроэнергии в значительной степени зависят от структуры генерации в ОЭС. Что же касается маржинальной стоимости, то она формируется станциями, замыкающими баланс электроэнергии. В наших расчетах это угольные и газовые ТЭС. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) при принятых прогнозных значениях технико-экономических показателей в оптимизационных расчетах базового и других сценариях выходят на заданную нами верхнюю границу допустимой мощности. Это относится и к АЭС, и к ГЭС, установленная и новая мощность которых принята с возможными небольшими отклонениями от данных Генсхемы на 2–3%.

На численные значения стоимости электроэнергии сильно влияют цены на топливо. В сценарии удорожания газа на 25% по сравнению с базовым сценарием средневзвешенная стоимость генерации в регионах увеличивается на 4–8% (табл. 5 и 6), а рост маржинальной доходит до 11–12% в ОЭС Урала, Центра и Северо-Запада.

**Таблица 5.** Средняя и маржинальная стоимость электроэнергии в ОЭС при разных сценарных условиях, цент/кВтч

№ п/п	Сценарий	Регионы (ОЭС)							ЕЭС
		Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток	
1	Цена газа выше на 25%	7.1 (7.9)	8.1 (8.7)	8.2 (8.8)	7.4 (8.3)	7.5 (8.2)	6.2 (7.2)	7.2 (7.5)	7.3 (8.1)
2	Штраф за эмиссию CO <sub>2</sub> 20 долл./т	7.7 (8.5)	8.1 (8.7)	8.1 (8.8)	7.5 (8.6)	7.5 (7.9)	6.7 (8.2)	7.9 (8.7)	7.6 (8.3)
3	Штраф за эмиссию CO <sub>2</sub> 40 долл./т	8.7 (8.9)	8.5 (9.5)	8.6 (8.9)	7.9 (8.7)	8.0 (8.7)	7.4 (9.4)	8.8 (9.6)	8.3 (9.1)
4	Снижение нормы дисконта с 10 до 8%	6.0 (6.6)	6.8 (7.2)	6.8 (7.2)	6.2 (7.0)	6.2 (6.9)	5.1 (5.8)	6.1 (6.5)	6.1 (6.4)

*Примечание.* Результаты экспериментальных расчетов при нормальном распределении всех исходных данных внутри заданного интервала неопределенности. Показана средневзвешенная и маржинальная (в скобках) стоимость электроэнергии.

**Таблица 6.** Отклонение стоимости электроэнергии от ее значения в базовом сценарии, %

№ п/п	Сценарий	Стоимость	Регионы (ОЭС)						
			Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток
1	Цена газа выше на 25%	Средняя	8	5	8	6	6	5	4
		Маржинальная	11	12	12	7	7	6	5
2	Штраф за эмиссию CO <sub>2</sub> 20 долл./т	Средняя	17	5	7	7	6	14	15
		Маржинальная	20	11.5	11.5	10	2	22	18
3	Штраф за эмиссию CO <sub>2</sub> 40 долл./т	Средняя	32	10	13	13	13	25	27
		Маржинальная	25	22	11.5	11.5	12	40	30
4	Снижение нормы дисконта с 10% до 8%	Средняя	-9	-12	-11	-11	-12	-14	-13
		Маржинальная	-7	-8	-9	-11	-10	-13	-12

К еще большему удорожанию электроэнергии может привести реализация стратегии низкоуглеродного развития энергетики (например, [18–20]), предусматривающая введение платежей (штрафов) за выбросы CO<sub>2</sub> и других парниковых газов.

Расчеты показывают, что при штрафе 20 долл./т CO<sub>2</sub> средняя стоимость в регионах со значительной долей угольных станций (ОЭС Сибири, Урала, Востока) может

увеличиться на 14–17%, а маржинальная – до 20–22% по сравнению с базовым сценарием.

При штрафе 40 долл./т  $\text{CO}_2$  средняя стоимость электроэнергии во всех регионах увеличивается примерно в два раза. При этом рост маржинальной стоимости ниже роста средней стоимости во всех ОЭС за исключением Сибири и Востока.

Возможны разные меры государственного воздействия на снижение негативных ценовых последствий от декарбонизации энергетики, включая стимулирование увеличения в структуре производства электроэнергии доли станций с отсутствием выбросов парниковых газов (АЭС, ГЭС, ВИЭ). Это требует повышения их рентабельности. В функционале оптимизационных моделей электроэнергетики и ТЭК рентабельность отражается в задаваемых коэффициентах дисконтирования. Во всех наших сценариях его значение принималось в размере 10%, но для приближенной оценки ценовых последствий возможных стимулирующих воздействий государства дополнительно был рассмотрен сценарий, в котором норма дисконта была уменьшена на два процентных пункта. Это, согласно расчетам, привело бы к удешевлению генерации электроэнергии на 7–14% (табл. 6).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Очевидна условность любых ценовых долгосрочных прогнозов, особенно региональных цен на электроэнергию. Но они привлекают внимание, поскольку важны для принятия инвестиционных решений, а также для представления о вероятных экономических угрозах энергетической безопасности [21].

Обычно публикуются прогнозы не цен, а усредненной стоимости производства электроэнергии. Лучшим ориентиром для представления о возможной динамике рыночной цены могут служить ожидаемая стоимость генерации на станциях, замыкающих баланс электроэнергии на рассматриваемой территории. Это маржинальная стоимость, как показывают наши оптимизационные расчеты, может быть на 10–15% выше усредненной стоимости.

Выявлены значительные региональные различия как в средней, так и в маржинальной стоимости. В базовом сценарии последняя в ОЭС Сибири на 17–19% ниже, чем в ОЭС Юга и Средней Волги.

Стоимость генерации (как и структура мощностей и величина межрегиональных перетоков) по-разному реагирует на изменение сценарных условий в разных регионах. При удорожании природного газа средняя и маржинальная стоимость в наибольшей степени растет в ОЭС Центр и Северо-Запада, а на штрафы за выбросы  $\text{CO}_2$  сильнее реакция в ОЭС Сибири и Востока.

Обобщение и сравнение минимальной и максимальной маржинальной стоимости во всех рассмотренных сценариях позволяет получить представление о диапазоне ее неопределенности. Он составляет: для ОЭС Центра, Средней Волги и Юга – 20–23%, для ОЭС Северо-Запада и Урала – 30–32%, для ОЭС Востока и Сибири – 42–53%.

Приведенные результаты расчетов могут быть интересны и полезны не абсолютными значениями стоимости генерации электроэнергии, а выявленными ее значительными относительными региональными различиями. Учет этих различий важен при решении многих задач, в т.ч. при определении потенциала распределенной генерации (например, [22]). В такого рода задачах надо иметь представление

как о маржинальной стоимости генерации электроэнергии для производителей, так и о вероятной и приемлемой цене для потребителей. Предлагаемая в статье схема поэтапных расчетов намечает один из возможных путей определения такой цены.

Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. № АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010> (дата обращения: 16.05.2019).
2. Кононов Ю.Д. Анализ опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности // Энергетическая политика. 2018. № 6. С. 98–107.
3. Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики) / Телегина Е.А., Арбатов А.А., Алекперов В.Ю. М.: МГФ “Знание”, 2001. 480 с.
4. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. Министерство энергетики Российской Федерации. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. 2011. 204 с. URL: [https://atompool.ru/images/data/gallery/1\\_8337\\_\\_usloviya\\_elektroenergetiki\\_na\\_period\\_do\\_2030\\_goda.pdf](https://atompool.ru/images/data/gallery/1_8337__usloviya_elektroenergetiki_na_period_do_2030_goda.pdf) (дата обращения 21.09.2023).
5. Макарова А.С., Хоршев А.А., Ерохина И.В. Корректировка параметров среднесрочного развития электроэнергетики с учетом изменившихся условий эффективности обновления ТЭС. В кн. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики. М.: ИНЭИ РАН, 2018. С. 74–97.
6. U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2022 (AEO2022) URL: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo> (дата обращения 10.11.2023).
7. Weron R. Electricity price forecasting: Review of the state-of-the-art with a look into the future // International Journal of Forecasting. 2014. № 30(4). Pp. 1030–1081.
8. Косов В.В. Относительные цены как инструмент среднесрочного прогнозирования оптовых цен (на примере цен на электроэнергию) // Проблемы прогнозирования. 2005. № 6. С. 60–76.
9. SCANNER. Модельно-информационный комплекс / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, О.А. Елисеева и др. М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.
10. The National Energy Modeling Systems. An Overview Energy Information Administration (2009). URL: <http://www.eia.gov/forecast/aeo/nems/overview/pdf/> (дата обращения 17.08.2023).
11. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 36–47.
12. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Оценка ценовых последствий адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 года. В кн. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики. М.: ИНЭИ РАН, 2018. С. 119–136.
13. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н., Кононов Д.Ю. Использование стохастического моделирования при выборе вариантов энергоснабжения регионов с учетом инвестиционных рисков // Информационные и математические технологии в науке и практике. 2018. № 2 (10). С. 80–87.
14. Ермаков С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1975. 472 с.

15. Труфанов В.В., Апарцин А.С., Маркова Е.В., Сидлер И.В. Интегральные модели для разработки стратегии технического перевооружения генерирующих мощностей // *Электричество*. 2017. № 3. С. 4–11.
16. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е. и др. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики // *Изв. РАН. Энергетика*. 2010. № 4. С. 82–94.
17. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. 80 с. URL: <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJK8AzKVsXrG1bW8ENGr.pdf> (дата обращения 26.11.2022)
18. Исследование путей и темпов низкоуглеродного развития в России / Под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2022. 138 с.
19. Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колтаков А.Ю., Единак Е.А. Возможности и риски политики климатического регулирования в России // *Вопросы экономики*. 2022. № 1. С. 72–89.
20. Малахов В.А., Несытных К.В. Долгосрочные макроэкономические потери и выгоды России от низкоуглеродного развития мира и отечественной энергетики // *Проблемы прогнозирования*. 2022. № 4. С. 55–66.
21. Кононов Ю.Д. Оценка и учет в прогнозных исследованиях ТЭК экономической составляющей энергетической безопасности // *Проблемы прогнозирования*. 2021. № 2. С. 56–68.
22. Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Мышкина Л.С. Прогноз и концепция перехода к распределенной энергетике в России // *Проблемы прогнозирования*. 2022. № 4. С. 124–134.

## The Effect of Projected Conditions of Expansion Planning in the Electric Power Industry on Regional Disparities in the Cost of Electricity

D. Yu. Kononov\*

*Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
Irkutsk, Russia*

*\*e-mail: stranger72@bk.ru.*

Projections of possible dynamics of generation costs and electricity prices are of paramount importance for strategies and programs of energy sector development. They give insight into the competitiveness of various types of power plants and serve as an important benchmark for making investment decisions. The price of electricity is one of the key metrics of the country's energy and economic security. This article proposes a step-by-step approach to estimating the probable value of this metric as part of long-term projections. The approach involves optimizing the expansion planning of the electric power industry as well as determining and comparing the average and marginal costs of power generation in different regional power supply systems under uncertainty. We present the results of modeled calculations for the purpose of assessing regional disparities in both the cost of electricity and its response to different scenarios. We also note that the assumed baseline scenario follows closely «The Master Plan of Placement of Electric Power Industry Facilities to 2035».

*Keywords:* projections, electric power industry, electricity generation costs, integrated power systems, energy security