

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СПОТОВЫХ ЦЕН НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ ПРИ ВВЕДЕНИИ ПЛАТЫ ЗА УГЛЕРОД, КАК ЭКОНОМИЧЕСКОГО СТИМУЛА ДЛЯ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ОТРАСЛИ<sup>27</sup>

Веселов Ф.В.<sup>а)</sup>, Ерохина И.В.<sup>а)</sup>, Никулина Е.А.<sup>б)</sup>

<sup>а)</sup> *Институт энергетических исследований Российской академии наук,*

*г. Москва, ул. Нагорная, д. 31, корп. 2*

<sup>б)</sup> *SKM Market Predictor AS, Norway*

*erifedor@mail.ru, info@eriras.ru*

*Аннотация: Исследованы масштабы изменения конкурентной (спотовой) цены электроэнергии в результате применения активных экономических мер регулирования эмиссии парниковых газов и сопутствующей перестройки структуры производства электроэнергии. Для оценки использована оптимизационная модель диспетчеризации мощности разных типов электростанций с учетом сезонной и суточной неравномерности спроса.*

Ключевые слова: спотовая цена, углеродные платежи, оптовый рынок, межтопливная конкуренция, кривая предложения, стоимость производства, электроэнергия, оптимизация

## Введение

До настоящего времени основной объем электроэнергии в мире производится с использованием органического топлива, причем основным энергоресурсом до сих пор остается ископаемый уголь. Российская электроэнергетика, с одной стороны, соответствует мировой тенденции - в 2019 году 63% электроэнергии в ЕЭС России произведено на тепловых электростанциях (ТЭС). С другой стороны, в отличие от остальных стран, основным видом топлива является природный газ, а не уголь. Доля газа в топливном балансе электростанций медленно растет в течение двух десятилетий и в 2019 году приблизилась к 75%.

Во многих крупных странах мира электроэнергетика является крупным эмитентом парниковых газов (ПГ), прежде всего – диоксида углерода (CO<sub>2</sub>). В России эмиссия ПГ от электростанций составляет около 40% от национального объема парниковых газов, образующихся при сжигании органического топлива и около четверти от общего объема эмиссии ПГ в стране (без учета эффектов от землепользования, изменений в землепользовании и лесного хозяйства). С учетом уникальных технологических возможностей электроэнергетики по замещению органического топлива безуглеродными энергоресурсами (атомной, гидро- и возобновляемой энергией), трансформация производственной структуры отрасли является одним из важнейших приоритетов стратегий декарбонизации в экономиках крупнейших стран мира.

Меры по реализации этих стратегий могут быть как административными, так и экономическими. Административные меры, наряду с прямым квотированием объемов эмиссии ПГ, могут включать и другие решения, косвенно влияющие на объемы эмиссии, например, стандарты и целевые показатели в сфере энергоэффективности, требования по обязательной доле использования возобновляемых ресурсов, целевые показатели по газификации секторов и регионов, по замещению угля газом, ограничений на применение отдельных энергоемких и углеродно-интенсивных технологий и проч.

Экономические меры также могут быть прямыми и косвенными, но все они меняют условия межтопливной конкуренции и способствуют повышению инвестиционной привлекательности и конкурентоспособности технологий с минимальным или нулевым уровнем эмиссии ПГ при производстве электроэнергии. Косвенные меры экономической поддержки снижают риски инвестиций в низко- и безуглеродные проекты в электроэнергетике. Наиболее часто для этого используются специальные тарифы (feed-in tariffs) или ценовые надбавки (feed-in premium) для покупки электроэнергии от таких источников. Распространены также инвестиционные и налоговые льготы, специальные кредитные режимы (включая более низкие процентные ставки или их субсидирование).

Прямые экономические меры предполагают введение платы за эмиссию каждой единицы ПГ, как минимум, для наиболее крупных предприятий, включая и электростанции. В результате в электроэнергетике увеличивается стоимость производства электроэнергии на тепловых электростанциях с использованием традиционных технологий сжигания топлива. В зависимости от ставки углеродных платежей, новая стоимость производства электроэнергии на угольных и газовых

<sup>27</sup> *Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ (проект № 17-79-20354)*

ТЭС сравнивается или даже может превышать стоимость производства электроэнергии на электростанциях, использующих нетопливные энергоресурсы. Таким образом, через ухудшение конкурентоспособности ТЭС повышается экономическая целесообразность их замещения альтернативными, безуглеродными технологиями производства электроэнергии.

При этом также очевидно, что введение платы за эмиссию ПГ на электростанциях создает новый и мощный фактор для повышения цен электроэнергии, особенно – в условиях конкурентного спотового рынка, при маргинальном ценообразовании на основе топливных затрат. Проведенное нами исследование позволило оценить масштаб долгосрочного изменения ценовой ситуации на спотовом рынке при введении углеродных платежей и вызванной ими перестройкой производственной структуры в пользу низко- и безуглеродных технологий.

## **1 Влияние платы за углерод на стоимость производства электроэнергии ТЭС**

С точки зрения экономики производства электроэнергии, введение платы за углерод пропорционально увеличивает уровень переменных (топливных) затрат тепловых электростанций. Коэффициент пропорциональности при этом определяется двумя факторами: КПД электростанции и видом сжигаемого топлива (газа и угля) с разным содержанием углерода. Для действующих газомазутных конденсационных ТЭС с паровыми турбинами удельная эмиссия  $\text{CO}_2$  составляет порядка 0,5–0,55 т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч. Современные парогазовые электростанции (ПГЭС) с более высоким КПД имеют и более низкий уровень эмиссии – 0,35–0,4 т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч. Для действующих угольных электростанций производство каждого мегаватт-часа сопровождается эмиссией 0,9–1 т  $\text{CO}_2$ , а для более современных блоков с более высоким КПД этот показатель может быть снижен до 0,75–0,85 т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч.

Для количественной оценки влияния платы за углерод на конкурентоспособность действующих и новых ТЭС выполнен параметрический анализ изменения стоимости производства электроэнергии в зависимости от ставки углеродных платежей. На действующих газомазутных и угольных ТЭС стоимость производства электроэнергии оценена по текущему среднему уровню эксплуатационных (топливных и условно-постоянных) затрат. На новых ТЭС стоимость производства электроэнергии оценена с учетом инвестиционной компоненты, как отношение суммарных дисконтированных инвестиционных и эксплуатационных затрат к суммарному дисконтированному отпуску электроэнергии за весь срок службы электростанции (levelized cost of electricity, LCOE). Величину LCOE можно рассматривать как постоянную во времени минимальную цену продажи электроэнергии, при которой обеспечивается окупаемость инвестиций, т.е. в конце срока службы чистый дисконтированный доход (net present value, NPV) равен нулю. Плата за углерод варьировалась в широком диапазоне от 1300 до 6500 рублей 2019 г. /т  $\text{CO}_2$  (или 20-100 долл. США/т  $\text{CO}_2$  по среднегодовому курсу 2019 года).

Результаты сравнения стоимости производства электроэнергии на ТЭС для центральных районов Европейской части ЕЭС России при существующих уровнях цен топлива представлены на рисунке 1. Их анализ показывает, что из-за высоких показателей удельной эмиссии  $\text{CO}_2$  стоимость производства на действующих угольных ТЭС растет самыми быстрыми темпами, и даже при минимальном уровне платы за углерод они становятся менее конкурентоспособными по сравнению с действующими газомазутными и даже новыми ПГЭС. Новые угольные ТЭС даже при нулевой ставке платы за углерод существенно уступают по стоимости производства электроэнергии, как действующим угольным электростанциям, так и новым ПГЭС, а повышение ставки будет еще больше увеличивать этот разрыв. Это является серьезным экономическим ограничением для программы массовой замены оборудования действующих угольных электростанций более современным, так как гораздо более эффективной альтернативой является их замещение новыми газовыми электростанциями. Новые ПГЭС сравниваются по стоимости производства электроэнергии с действующими газомазутными ТЭС при ставке платы за углерод 2600 руб. 2019 г./т  $\text{CO}_2$ . Таким образом, даже невысокий уровень углеродных платежей может создать благоприятные экономические условия для масштабного технологического обновления газовых электростанций.

Не менее важным последствием введения платы за углерод является существенное ухудшение конкурентоспособности новых ТЭС в сравнении с безуглеродными технологиями атомной и возобновляемой энергетики. Как показано на рисунке 2, наиболее острой является конкуренция с АЭС, которые даже при минимальной плате за углерод имеют более низкий уровень LCOE, чем ПГЭС и тем более угольные ТЭС. Ветряные электростанции, с учетом широкого диапазона неопределенности технико-экономических показателей, достигают конкурентоспособности с угольными электростанциями также при ставке платы за углерод ниже 1300 руб. 2019 г./т  $\text{CO}_2$ , а с

ПГЭС – ниже 3000 руб. 2019 г./т CO<sub>2</sub>. Наиболее дорогой является электроэнергия от солнечных электростанций – для достижения конкурентоспособности с ПГЭС плата за углерод должна составить от 2600 до 5000 руб. 2019 г./т CO<sub>2</sub>.

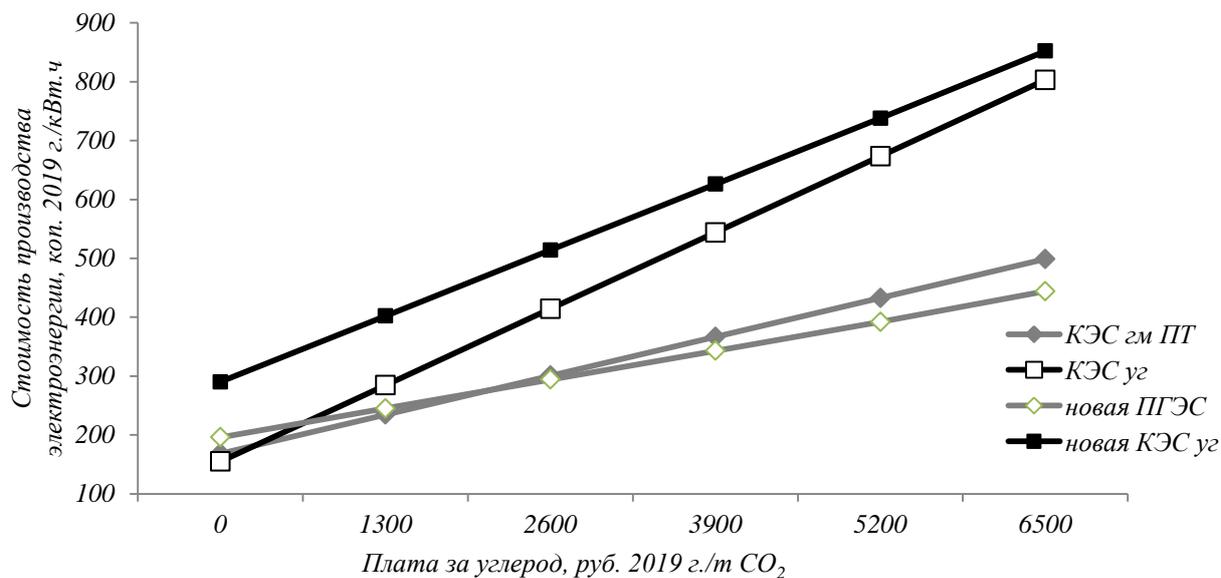


Рис. 1. Изменение стоимости производства электроэнергии на действующих и новых ТЭС при изменении ставки углеродных платежей

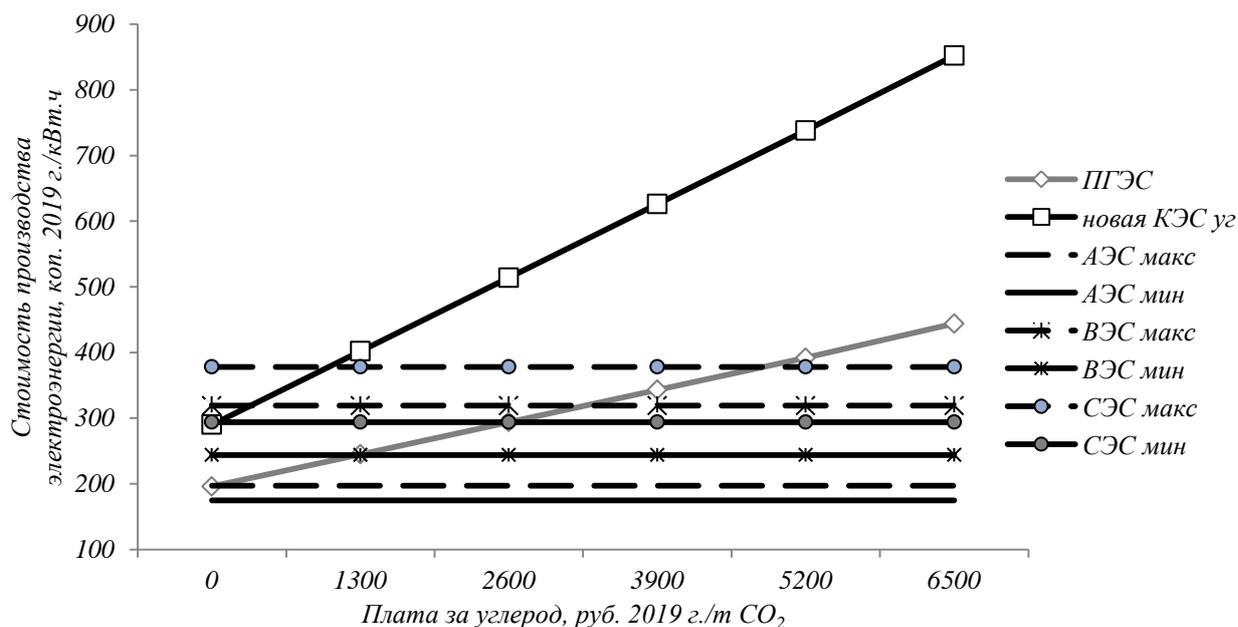


Рис. 2. Изменение стоимости производства электроэнергии на новых ТЭС при изменении ставки углеродных платежей в сравнении с электроэнергией от безуглеродных электростанций

## 2 Влияние платы за углерод на структуру производства электроэнергии в ЕЭС России

Изменение условий межтопливной конкуренции для разных типов электростанций под влиянием углеродных платежей, рассмотренное выше, будет ключевым фактором, меняющим структуру производства электроэнергии в ЕЭС России и профиль кривой предложения на конкурентном рынке электроэнергии. Для оценки масштабов этой трансформации на горизонте до 2050 года были проведены варианты оптимизационные расчеты с использованием динамической модели электроэнергетики EPOS [1]. В таблице 1 представлены характеристики нескольких вариантов структуры производства электроэнергии, оптимизированные для балансовых условий 2040 года. Во всех вариантах предполагается рост спроса на электроэнергию и ее производства к 2040 году на 38% относительно 2018 года - до 1480 ТВт.ч. Разработанный базовый вариант развития ЕЭС России не

предусматривает введения углеродных платежей и предполагает сохранение сложившихся темпов и масштабов обновления тепловых электростанций, а также развития возобновляемой энергетики. Масштабы развития АЭС также приняты на основе параметров существующих отраслевых долгосрочных стратегий и схем развития. Изменения в исходных условиях для других вариантов определяются:

- диапазоном ставок платы за углерод, вводимой в 2030 году на уровне 1300 рублей 2019 г./т CO<sub>2</sub> и сохраняющейся постоянной к 2040 году или растущей в 1,5 раза - до 2000 рублей 2019 г./т CO<sub>2</sub>;
- масштабами развития атомной энергетики: ограниченными, исходя из существующих официальных прогнозов (около 45 ГВт к 2050 году) или более амбициозными (ограничение связано с количеством подготовленных площадок для размещения – примерно 100 ГВт АЭС).

Анализ изменений в структуре производства электроэнергии (табл. 1) показывает, что без введения углеродных платежей в базовом варианте наиболее заметным будет снижение вклада угольных ТЭС, которые будут замещаться газовыми электростанциями. Общая доля тепловой энергетики останется высокой, и это приведет к неизбежному росту эмиссии CO<sub>2</sub> к 2040 году на 15% относительно отчетного уровня. Введение платы за углерод (варианты П1 и П2) создаст дополнительное экономическое давление на угольные ТЭС – их доля продолжит снижаться при одновременном росте вклада ВИЭ-электростанций, который при этом не превысит 5% суммарного производства электроэнергии. Эти изменения не приведут к существенному снижению объемов эмиссии – они останутся в 2040 году выше отчетного уровня (П1) или сопоставимыми с ним (П2).

Таблица 1. Варианты изменения производственной структуры ЕЭС России в 2040 г. при различных вариантах ставок углеродных платежей и масштабов развития АЭС

	2018 г. отчет	Структура производства электроэнергии по вариантам в 2040 г.				
		Б	П1	П2	П1.1	П2.1
Производство электроэнергии, %						
ГЭС	17,2%	15,3%	15,6%	15,8%	15,4%	15,8%
ВИЭ	0,1%	1,2%	3,6%	4,7%	0,9%	1,4%
АЭС	19,1%	19,0%	19,0%	19,0%	32,0%	34,9%
ТЭС газовые	43,9%	51,1%	52,0%	52,0%	42,5%	40,0%
ТЭС угольные	19,8%	13,3%	9,8%	8,4%	9,2%	8,0%
Углеродный платеж в 2040 г., руб./т CO <sub>2</sub>	-	-	1300	2000	1300	2000
Ограничения на масштаб АЭС	-	Есть	Есть	Есть	Нет	Нет
Эмиссия CO <sub>2</sub> в 2040 г., в % от 2018 г.	100	115	105	100	95	89

В случае реализации более амбициозной программы развития атомной энергетики уже к 2040 году АЭС смогут обеспечивать до трети общего объема производства электроэнергии (варианты П1.1, П2.1). В этом случае резко увеличивается общая доля неуглеродных электростанций в оптимизированном балансе электроэнергии – до 50% и более. Электроэнергия от АЭС из-за высокой конкурентоспособности (как было показано на рис. 2) эффективно вытесняет тепловые электростанции, но также приводит и к резкому сокращению масштабов развития ВИЭ-электростанций. В результате в этих вариантах даже при небольших ставках углеродных платежей в 2040 году удастся снизить объем эмиссии CO<sub>2</sub> от электростанций на 5-11% от отчетного.

### 3 Влияние платы за углерод на конкурентные (спотовые) цены на оптовом рынке электроэнергии в ЕЭС России

Изменения в структуре производства электроэнергии под влиянием углеродных платежей, будут оказывать серьезное влияние на профиль кривой предложения электроэнергии на спотовом рынке. Сами углеродные платежи, существенно увеличивая переменные затраты ТЭС, как замыкающего почасовой баланс поставщика, становятся главным фактором повышения спотовой цены. В то же время увеличение объемов производства на современных газовых электростанциях (парогазовых и ко-генерационных блоков) с более низкими топливными затратами и тем более – увеличение объемов производства на безуглеродных электростанциях создают противоположный (понижающий) эффект для спотовых цен. Эти вопросы широко обсуждаются в мировой практике моделирования механизмов краткосрочного конкурентного ценообразования [2 - 5].

Для условий ЕЭС России ценовые эффекты были ранее исследованы авторами отдельно для условий более активного роста низко- и безуглеродных технологий [6, 7]. Для этого в рамках

совместного исследования с компанией SKM Market Predictor AS была использована модель EMPS (EFT's Multi-area Power-market Simulator), имитирующая функционирование спотового рынка электроэнергии через оптимизацию баланса электроэнергии на коротких внутригодовых интервалах с учетом неравномерности графика нагрузки потребителей, а также состава и рабочей мощности электростанций. Данная модель широко используется для прогноза балансовой и ценовой ситуации на рынке электроэнергии стран Северной и Западной Европы. В России имеется многолетний опыт применения данной модели для исследования ценовых последствий от масштабных инвестиционных решений по обновлению и развитию электростанций, основной электрической сети, расширения экспортных связей и усилению интеграции энергорынков стран ЕАЭС [8].

Результаты ранее проведенных модельных расчетов показали, что спотовая цена достаточно чувствительна даже к относительно небольшим изменениям в технологической структуре электростанций:

- дополнительные объемы мощности парогазовых электростанций, вытесняющих из баланса паротурбинные блоки с более высокими удельным расходом топлива и топливными затратами, обеспечивают снижение спотовой цены электроэнергии в разных частях ЕЭС России (зонах свободного перетока мощности) на 1,4-3,3% на каждый ГВт;
- из-за более высокого КИУМ дополнительные объемы мощности атомных электростанций в ОЭС Центра и Урала, вытесняющих из баланса ТЭС, обеспечивают снижение спотовой цены электроэнергии на 2-5% на каждый ГВт;
- из-за более низкого КИУМ снижение спотовой цены от ввода 1 ГВт ВИЭ в ОЭС Урала будет скромнее – около 1,8 %, но в ЗСП ОЭС Юга, где планируется наиболее интенсивное развития ВИЭ-электростанций, ценовой эффект от 1 ГВт этих электростанций может достигать 7 – 15 %.

Особенностью новой серии модельных расчетов является, то, что при оптимизации баланса электроэнергии одновременно учитываются факторы, как повышающие спотовую цену (углеродные платежи), так и понижающие ее (увеличение объемов электроэнергии от электростанций с низкими или нулевыми топливными затратами). При этом сами масштабы изменений в технологической структуре производства электроэнергии, приведенные в таблице 1, существенно отличаются от сравнительно небольших возмущений, рассмотренных на предыдущих этапах исследования.

Динамика спотовых цен электроэнергии рассчитана в номинальном выражении с учетом ежегодного роста цены газа на 3%. С учетом изменений в структуре производства электроэнергии даже в базовом варианте накопленный рост спотовой цены будет отставать от роста номинальной цены газа (здесь и далее приведены результаты в номинальном выражении, с учетом прогнозной инфляции).

Введение платы за углерод наиболее сильно отразится на цене электроэнергии во второй ценовой зоне – в энергозонах Западной и Восточной Сибири, где высока доля наиболее углеродинтенсивной угольной генерации (табл. 2). В ответ на введение углеродных платежей технологическая структура производства электроэнергии в этих зонах меняется несильно. В результате даже при минимальной ставке платы за углерод спотовая цена возрастает к 2040 году в 2,8 раза (варианты П1, П1.1), а при постепенном ее повышении увеличивается в 3,5 раза к 2040 году (варианта П2, П2.1). В базовом варианте накопленный рост цены составил бы 1,7 раза.

Газо-угольная структура генерации в энергозоне Урала также определяет чувствительность спотовой цены к введению углеродных платежей. Однако из-за меньшей удельной эмиссии CO<sub>2</sub> от газовых электростанций, введение платы за углерод приводит к росту спотовой цены в 1,5-1,7 раз (рис. 3). Это сопоставимо или лишь немногим выше накопленного роста цены в базовом варианте – в 1,5 раза. Изменение производственной структуры в этих энергозонах позволяет перестроить профиль кривой предложений и заметно снизить потенциальный прирост спотовой цены из-за увеличения переменных затрат тепловых электростанций. Причем в вариантах с более интенсивным развитием АЭС структурная перестройка в электроэнергетике практически полностью нивелирует повышающее влияние углеродных платежей.

В отличие рассмотренных выше энергозон, в зона Центра, Кубани, Запада (табл. 2) доминирование газовых электростанций и высокая доля АЭС обеспечивают очень низкую чувствительность к плате за углерод. Изменение структуры производства электроэнергии в ответ на углеродные платежи приводит к тому, что накопленный рост спотовой цены от отчетного уровня составит 1,3-1,4 раза, что ниже, чем в базовом варианте. Для этих энергозон даже при ограниченных масштабах АЭС перестройка производственной структуры и профиля кривой предложения за счет развития газовой комбинированной генерации и возобновляемой энергетики позволяет полностью компенсировать влияние углеродных платежей на спотовую цену. А при переходе к сценарию более

интенсивного развития атомных электростанций за счет вытеснения из баланса большего объема электроэнергии от ТЭС получается дополнительный (до 10% и более) ценовой выигрыш относительно базового варианта (табл. 2).

Таблица 2. Изменение спотовой цены электроэнергии по крупным энергозонам ЕЭС России при различных вариантах ставок углеродных платежей и масштабов развития АЭС

Варианты	ЗСП						
	Вост. Сибирь	Зап. Сибирь	Урал	Тюмень	Кубань	Центр	Запад
Изменение цены в 2040 г. относительно отчетного года, раз							
вариант Б	1,519	1,626	1,473	1,601	1,353	1,431	1,349
вариант П1	2,686	2,760	1,652	1,791	1,298	1,416	1,341
вариант П2	3,071	3,405	1,686	1,829	1,300	1,421	1,343
вариант П1.1	2,957	2,811	1,510	1,637	1,195	1,293	1,250
Вариант П2.1	3,597	3,506	1,539	1,668	1,195	1,294	1,251
Изменение цены в 2040 году относительно варианта Б							
вариант П1	77%	70%	12%	12%	-4%	-1%	-1%
вариант П2	102%	109%	15%	14%	-4%	-1%	0%
вариант П1.1	95%	73%	3%	2%	-12%	-10%	-7%
вариант П2.1	137%	116%	4%	4%	-12%	-10%	-7%

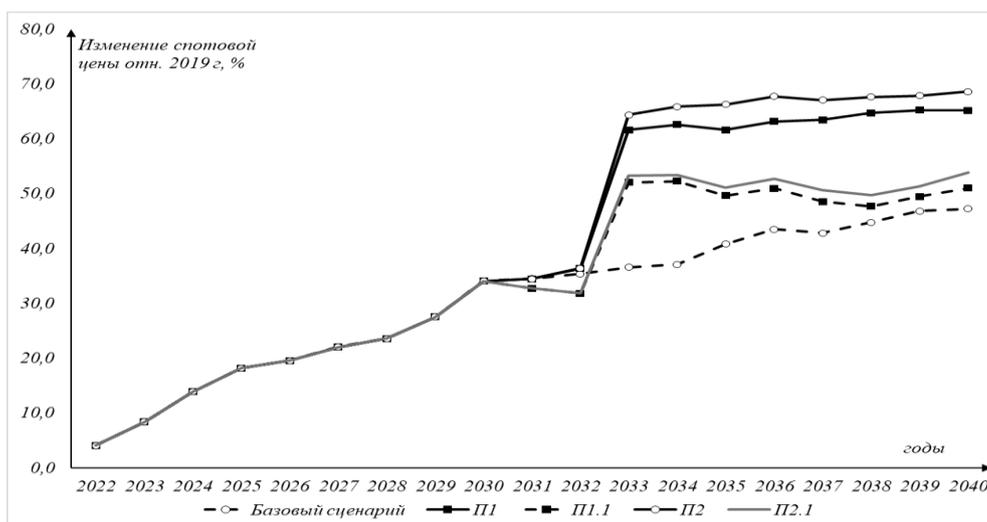


Рис. 3. Прирост спотовой цены электроэнергии в энергозоне Урал в зависимости от ставок углеродных платежей и масштабов развития АЭС (относительно 2019 года), %.

Расчеты показывают, что в большей части энергозон спотовая цена электроэнергии в вариантах с углеродными платежами оказывается выше, чем в базовом варианте (особенно – в восточной части ЕЭС). Поэтому и средневзвешенная спотовая цена электроэнергии в ЕЭС России во всех рассмотренных вариантах с платой за углерод растет выше, чем в базовом варианте. Для вариантов с низкой ставкой (П1 и П1.1) к 2040 году превышение составляет 7-10% (нижняя граница соответствует варианту с более интенсивным развитием АЭС). Для более высокой ставки углеродного платежа (П2 и П2.1) превышение уже составит 13-16% (рис. 4).

Однако спотовый рынок электроэнергии является основным, но не единственным источником формирования необходимой валовой выручки (НВВ) генерирующих компаний, работающих на оптовом рынке. Другая часть выручки формируется совокупностью платежей за мощность. Часть из них обеспечивается конкурентными механизмами ценообразования, другая – специальными тарифами, обеспечивающими гарантированную доходность для инвестиций в определенные типы проектов, включая и проекты безуглеродной энергетики (ВИЭ, АЭС, вводимые в рамках договоров на поставку мощности - ДПМ).

Прогноз роста объемов НВВ и, соответственно, необходимой одноставочной оптовой цены электроэнергии (с учетом мощности) был выполнен для каждого из вариантов изменения

производственной структуры (табл. 1) с использованием разработанной в ИНЭИ РАН системы финансово-экономических моделей [9] для каждого из сегментов генерации (гидро-, атомной, тепловой, возобновляемой энергетики). Последующее агрегирование результатов в совокупный объем НВВ электростанций позволяет получить прогноз необходимой одноставочной цены электроэнергии в среднем по оптовому рынку. Полученные результаты показывают, что введение платы за углерод и дополнительные инвестиционные затраты на низкоуглеродную перестройку структуру производства электроэнергии не компенсируются достигаемой при этом экономией топливных затрат из-за повышения энергетической эффективности ТЭС и их замещения безуглеродными типами электростанций. Даже при минимальной рассмотренной ставке платы за углерод необходимая одноставочная оптовая цена электроэнергии (с учетом мощности) к 2040 году будет на 25% выше (вариант П1), чем в базовом варианте, а при более высокой ставке уже на 50% (вариант П2). В вариантах с более интенсивным развитием АЭС это превышение будет меньше (18-39%), но во всех рассмотренных вариантах общим является тот факт, что рост необходимой одноставочной оптовой цены электроэнергии происходит более высокими темпами, чем рост спотовой цены (рис. 4). Это позволяет сделать важный вывод о том, что в условиях применения активного углеродного регулирования для технологической перестройки отрасли вклад традиционных конкурентных механизмов ценообразования на электроэнергию (спотового рынка) будет снижаться, а все большую роль будут играть дополнительные механизмы оплаты мощности.

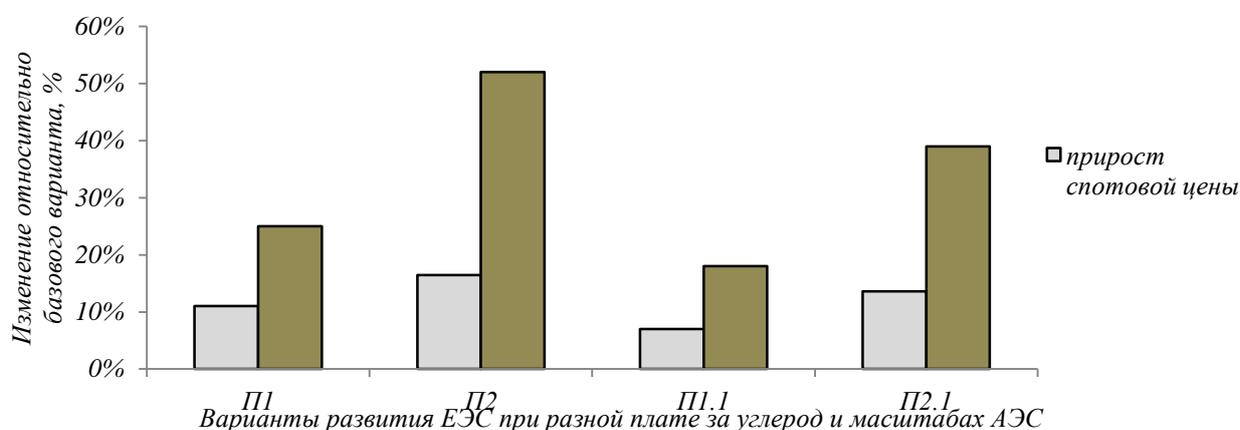


Рис. 4. Изменение средневзвешенных значений спотовой цены электроэнергии и необходимой одноставочной оптовой цены электроэнергии (с учетом мощности) в 2040 году в зависимости от ставок углеродных платежей и масштабов развития АЭС (относительно базового варианта), %.

## Заключение

Плата за эмиссию CO<sub>2</sub> (в виде нормативного налогового платежа или волатильной цены, формируемой на соответствующем рынке) во многих странах уже является мощным инструментом для изменения условий межтопливной конкуренции в электроэнергетике в пользу технологий ее производства с низким или нулевым уровнем эмиссии.

Для электроэнергетики России введение углеродных платежей даже на невысоком уровне (1300-2600 руб. 2019 г./т CO<sub>2</sub>) критическим образом снизит конкурентоспособность не только новых, но и действующих угольных электростанций, а также будет способствовать масштабному технологическому обновлению газовых электростанций с переходом на парогазовое оборудование и ко-генерационные установки. Другим следствием будет рост конкурентоспособности безуглеродных электростанций. Наиболее эффективной технологией для замещения тепловых электростанций в ЭЭС России являются АЭС. В зависимости от темпов НТП, для конкурентоспособности ветряных электростанций может потребоваться плата за углерод 1300-3000 руб. 2019 г./т CO<sub>2</sub>, для солнечных электростанций – примерно в 1,5 раз большая.

Изменение условий межтопливной конкуренции отразится на перспективной структуре производства электроэнергии. В случае развития АЭС по существующим стратегическим документам основные изменения будут связаны с активным развитием и обновлением газовых электростанций, а также (в меньшей степени) с увеличением доли ВИЭ-электростанций. При этом к 2040 году доля ТЭС в общем объеме производства электроэнергии в ЭЭС России останется выше 60%, а выбросы не снизятся относительно отчетного уровня. Более интенсивная программа строительства АЭС позволит

сократить вклад тепловой генерации в общем производстве (ниже 50%), но уменьшив и эффективные масштабы роста возобновляемой энергетики.

Изменения в структуре производства электроэнергии под влиянием углеродных платежей будут оказывать серьезное влияние на профиль кривой предложения электроэнергии на спотовом рынке. Рост переменных затрат замыкающих поставщиков (ТЭС) будет сопровождаться понижающим действием на равновесную цену растущих объемов генерации с низкими или нулевыми топливными затратами. Итоговый ценовой эффект различается по зонам ЕЭС России. Наиболее высокий рост спотовой цены ожидается в сибирских энергозонах с высокой долей угольных ТЭС. В энергозонах европейской части доминирование газовых ТЭС и высокая доля АЭС позволяет заметно снизить прирост спотовой цены из-за увеличения переменных затрат тепловых электростанций. Причем в вариантах с более интенсивным развитием АЭС структурная перестройка в электроэнергетике практически полностью нивелирует повышающее влияние углеродных платежей или даже обеспечивает более низкий уровень спотовой цены в сравнении с базовым вариантом (без платы за углерод).

В среднем по ЕЭС России рост спотовой цены будет заметно отставать от роста необходимой одноставочной оптовой цены электроэнергии, отражающей необходимую валовую выручку электростанций для финансирования операционных (включая плату за углерод) и инвестиционных расходов. Это повышает актуальность проработки новых форм организации оптовой торговли, так как вклад традиционных конкурентных механизмов ценообразования на электроэнергию (спотового рынка) будет снижаться, а все большую роль будут играть дополнительные механизмы оплаты мощности.

## Литература

1. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршеев А.А. Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313-323.
2. Ackermann T., Wind power in power systems, John Wiley and Sons, Ltd., 2012.
3. Ketterer J. C., The Impact of Wind Power Generation on the Electricity Price in Germany Ifo Institute, Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich; October 2012.
4. Bublitz, A., Keles, D. Fichtner, W. (2017). An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?. Energy Policy. 107. 323-336. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.034>
5. Zappa, W., Junginger, M., van den Broek, M., (2021) Can liberalised electricity markets support decarbonised portfolios in line with the Paris Agreement? A case study of Central Western Europe. Energy Policy. 149. 111987, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111987>
6. F. Veselov and E. Nikulina, "Modeling Price Effects of Upgrading Strategies of Thermal Power Plants on the basis of Low Carbon Technologies in a Competitive Market," 2019 Twelfth International Conference "Management of large-scale system development" (MLSD), Moscow, Russia, 2019. - P. 1-3. DOI:10.1109/MLSD.2019.8910980.
7. Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Никулина Е.А. Моделирование ценовых последствий на конкурентном рынке электроэнергии в России при интенсивном развитии неуглеродных электростанций/ В сб. Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2020. Труды тринадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. 2020. С. 156-164.
8. Балыбердин В. Обоснование экономической целесообразности введения ОЭР ЕАЭС // Эффективное антикризисное управление, 2016, №1. - С. 55-61.
9. F. V. Veselov and A. I. Solyanik, "Methodological approach for harmonization of the investment and pricing policy options in the electric power industry," 2017 Tenth International Conference Management of Large-Scale System Development (MLSD), 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/MLSD.2017.8109704.