

# Моделирование изменений спотовых цен на оптовом рынке электроэнергии в России при введении платы за углерод, как экономического стимула для декарбонизации отрасли.

*Ф.Веселов, И. Ерохина, Е. Никулина*

**Институт энергетических исследований РАН  
SKM Market Predictor AS**

XIV международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем»  
(MLSD 2021)

Сентябрь, 2021



*Исследование выполнено при  
поддержке гранта РФФ  
(проект № 17-79-20354)*

# Экономическое сравнение технологий производства электроэнергии

Удельная дисконтированная стоимость производства электроэнергии (Levelized Cost Of Electricity, LCOE)

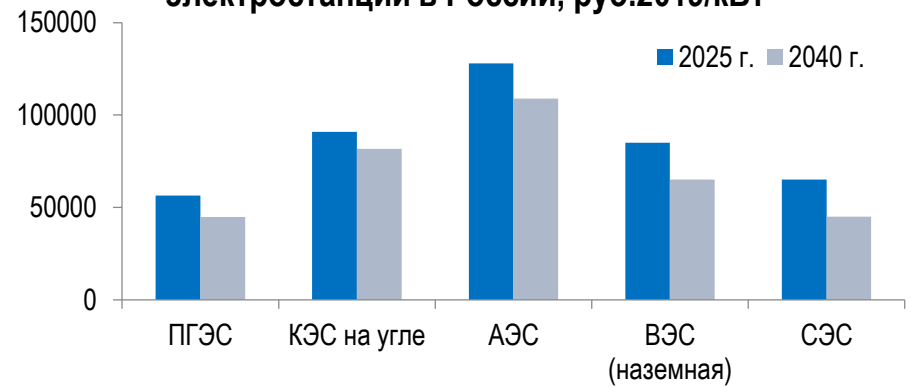
$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \text{З}_{\text{диск}}^t}{\sum_{t=1}^T W^t} = \frac{\sum_{t=1}^T (KB^t + I_{\text{топл}}^t + I_{\text{посм}}^t) / (1+d)^t}{\sum_{t=1}^T W^t \cdot (1 - k_{\text{сн}}) / (1+d)^t}$$

$d$  – норма дисконта,  $KB^t$  – капиталовложения в строительство в год  $t$ ,  $I_{\text{топл}}^t$  – топливная составляющая эксплуатационных затрат год  $t$ ,  $I_{\text{посм}}^t$  – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат в год  $t$ ,  $W^t$  – годовой объем производства электроэнергии,  $k_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды.

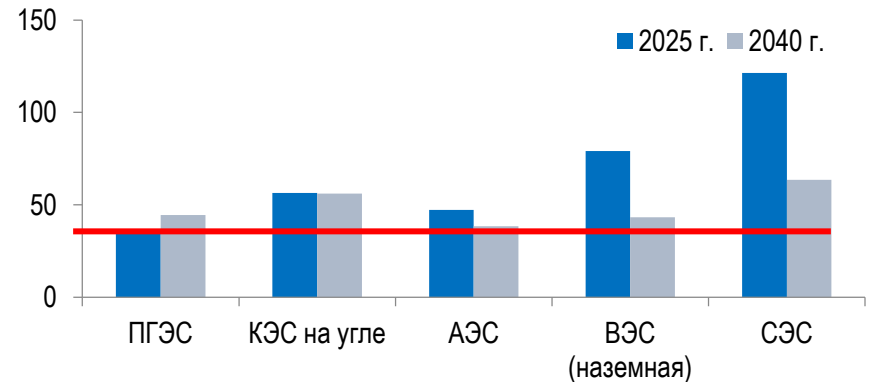
LCOE - постоянная во времени цена электроэнергии, обеспечивающая безубыточность производства электроэнергии за весь жизненный цикл:

$$\text{ЧДД}(\text{Цена} = LCOE) = 0$$

Изменение удельных капиталовложений в новые тепловые и неуглеродные электростанции в России, руб.2019/кВт

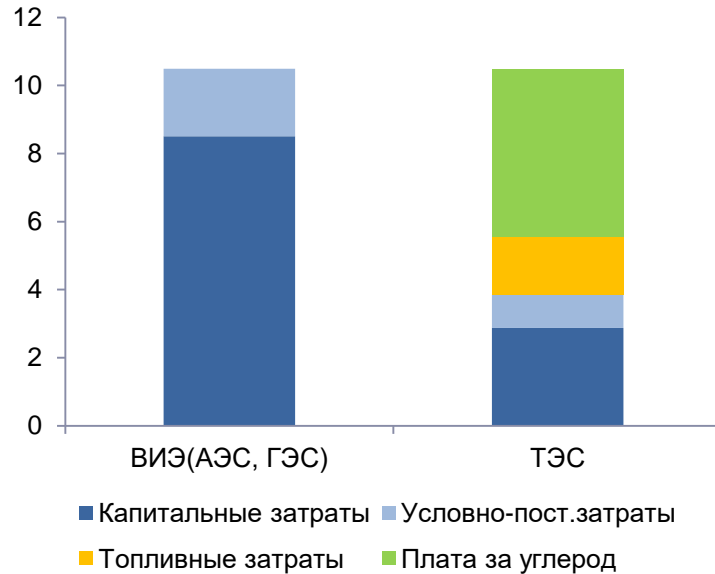


Изменение LCOE тепловых и неуглеродных электростанций в России под влиянием НТП, \$2019/МВт.ч



# Плата за углерод как средство экономической дискриминации тепловой энергетики

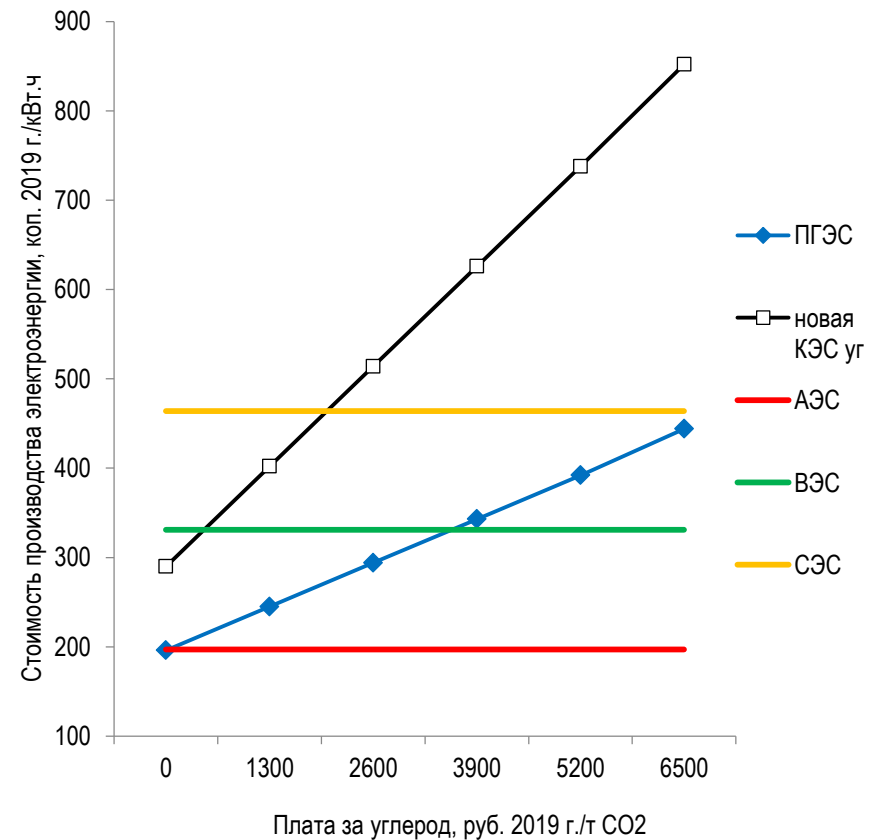
Выравнивание LCOE тепловых и неуглеродных электростанций с введением платы за углерод



Carbon Avoided Costs (CAC) – минимальная ставка углеродного платежа, при котором LCOE тепловой станции и альтернативной неуглеродной технологии равны

$$CAC = \frac{LCOE_{alt} - LCOE_{ref}}{E_{ref}^{CO_2} - E_{alt}^{CO_2}}$$

Изменение стоимости производства электроэнергии на новых ТЭС при изменении ставки углеродных платежей в сравнении с электроэнергией от неуглеродных электростанций



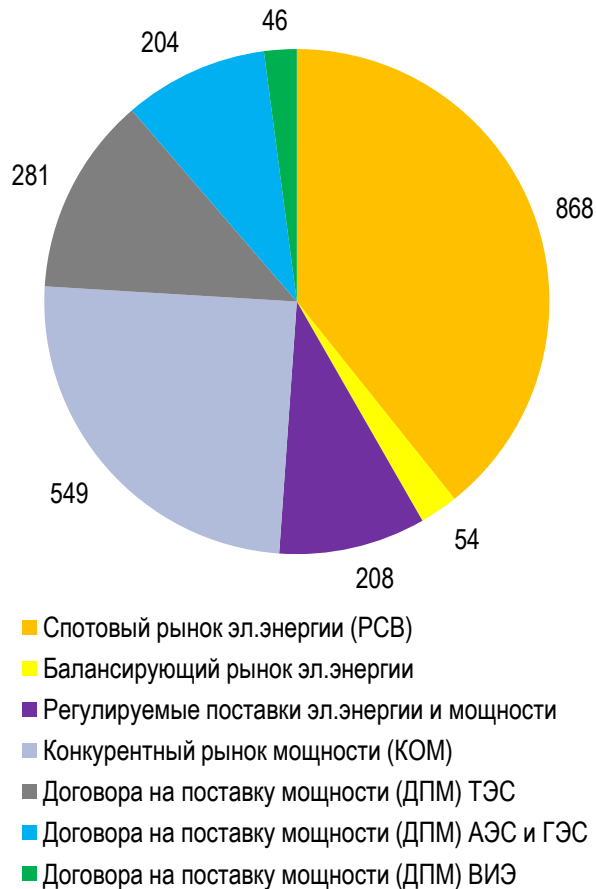
## Влияние платы за углерод на структуру производства электроэнергии

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 (базовый)	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

## Влияние платы за углерод на цены спотового рынка

Структура продаж на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ)



### Спотовый рынок электроэнергии (PCB):

- 40% общей выручки электростанций (в 2010 году было 80%)
- почасовое ценообразование по предельным краткосрочным издержкам (переменные/топливные затраты)

### Влияние платы за углерод на спотовую цену:

- **повышающий фактор** – рост переменных затрат для ценоформирующих ТЭС
- **понижающий фактор** – рост объемов предложения электроэнергии от неуглеродных электростанций, замещающих ТЭС в балансе и вытесняющих наиболее «дорогих» поставщиков

## Влияние платы за углерод на цены спотового рынка

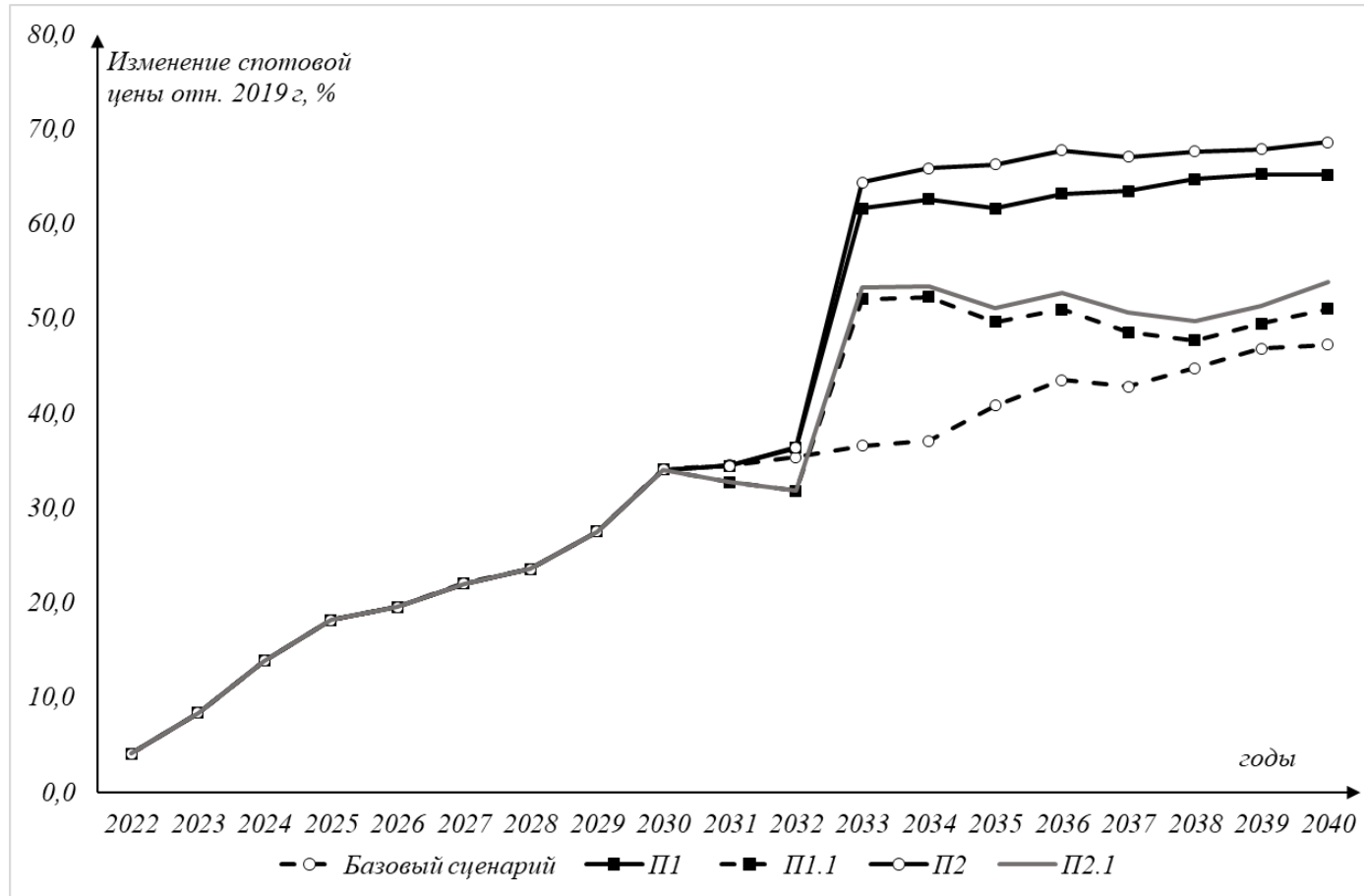
### Изменение спотовой цены электроэнергии по крупным энергозонам ЕЭС России при различных вариантах ставок углеродных платежей и масштабов развития АЭС

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%

- 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.
- 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).

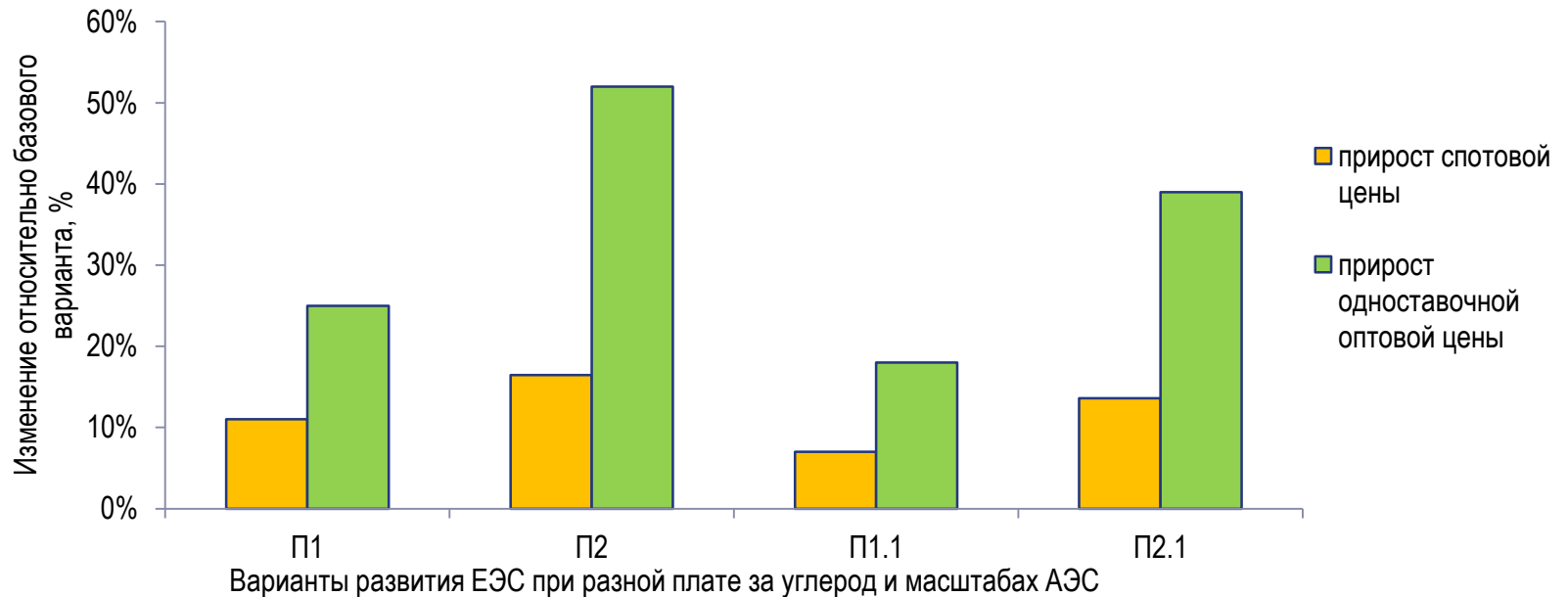
## Влияние платы за углерод на цены спотового рынка

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



## Влияние платы за углерод на цены спотового рынка

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), %



- 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



**Институт энергетических исследований РАН**

[www.eriras.ru](http://www.eriras.ru)

[info@eriras.ru](mailto:info@eriras.ru), [erifedor@mail.ru](mailto:erifedor@mail.ru)

**Спасибо за внимание!**