

# Электроэнергетика в достижении целей низкоуглеродного развития.

Ф.Веселов, А.Хоршев, А.Соляник  
Институт энергетических исследований РАН

Международная научная конференция  
«Проблемы прогнозирования социально-экономического и научно-технологического развития в контексте проблемы глобальных изменений климата»

ИНП РАН, ноябрь, 2021



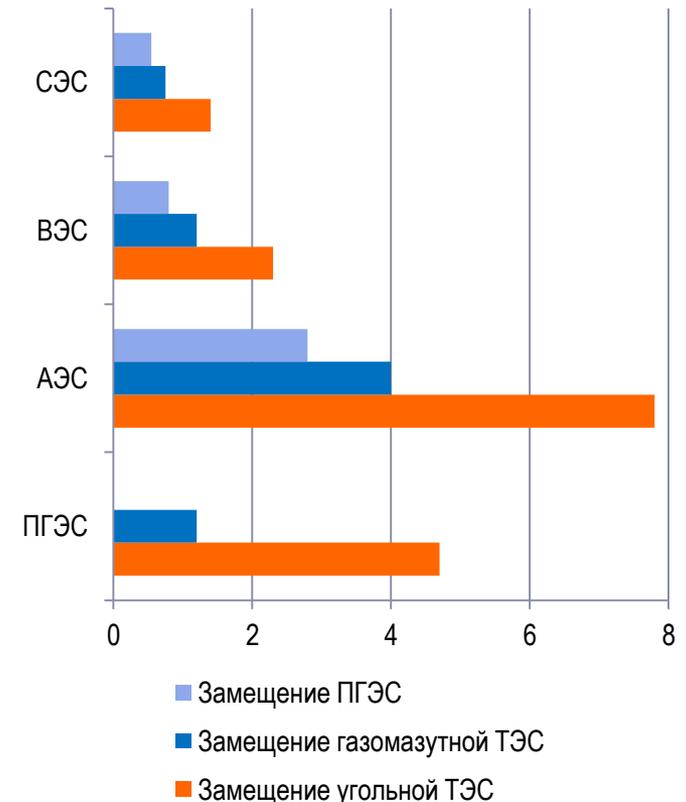
*Результаты получены при  
поддержке гранта РФ  
(проект № 17-79-20354)*

## Роль электроэнергетики в низкоуглеродной трансформации

Доля неуглеродных источников в структуре потребления первичных энергоресурсов и в структуре производства электроэнергии некоторых стран мира в период 2005 – 2019 гг., %

Страны	Доля неуглеродных источников в потреблении первичных энергоресурсов, %			Доля неуглеродных источников в структуре производства электроэнергии, %		
	2005	2019	Изм. 2005-2019, п.п	2005	2019	Изм. 2005-2019, п.п
Мир – всего, в т.ч.	18,6	18,8	0,2	33,5	35,8	2,3
Страны ОЭСР						
США	13,9	17,8	3,9	27,9	36,1	8,2
Канада	25,3	25,3	0	74,7	81,7	7,0
Австралия	5,8	7,1	1,3	8,8	17	8,2
Япония	18,8	11,4	-7,4	38,5	26,8	-11,7
Корея	19,4	15,4	-4	38,9	27,2	-11,7
Великобритания	11,6	21,2	9,6	25,6	54,6	29,0
ЕС-27 – всего, в т.ч.	21,8	28,7	6,9	45,1	58,8	13,7
Франция	48,4	53,6	5,2	89,2	91,8	2,6
Германия	18,5	21,5	3,0	37,7	48,6	10,9
Испания	16,7	26,2	9,5	36,4	59,1	22,7
Италия	7,9	18,5	10,6	17,2	40,8	23,6
Страны не-ОЭСР						
Бразилия	44,1	46,3	2,2	89,7	85	-4,7
Индия	33,8	23,7	-10,1	19,3	21,4	2,1
Китай	12,4	11,8	-0,6	18	29,8	11,8
Россия	9,4	10,4	1,0	34,2	35,9	1,7

Вклад разных типов электростанций в снижение выбросов CO<sub>2</sub> при замещении электроэнергии от ТЭС (расчет на 1 ГВт мощности), млн т CO<sub>2</sub>

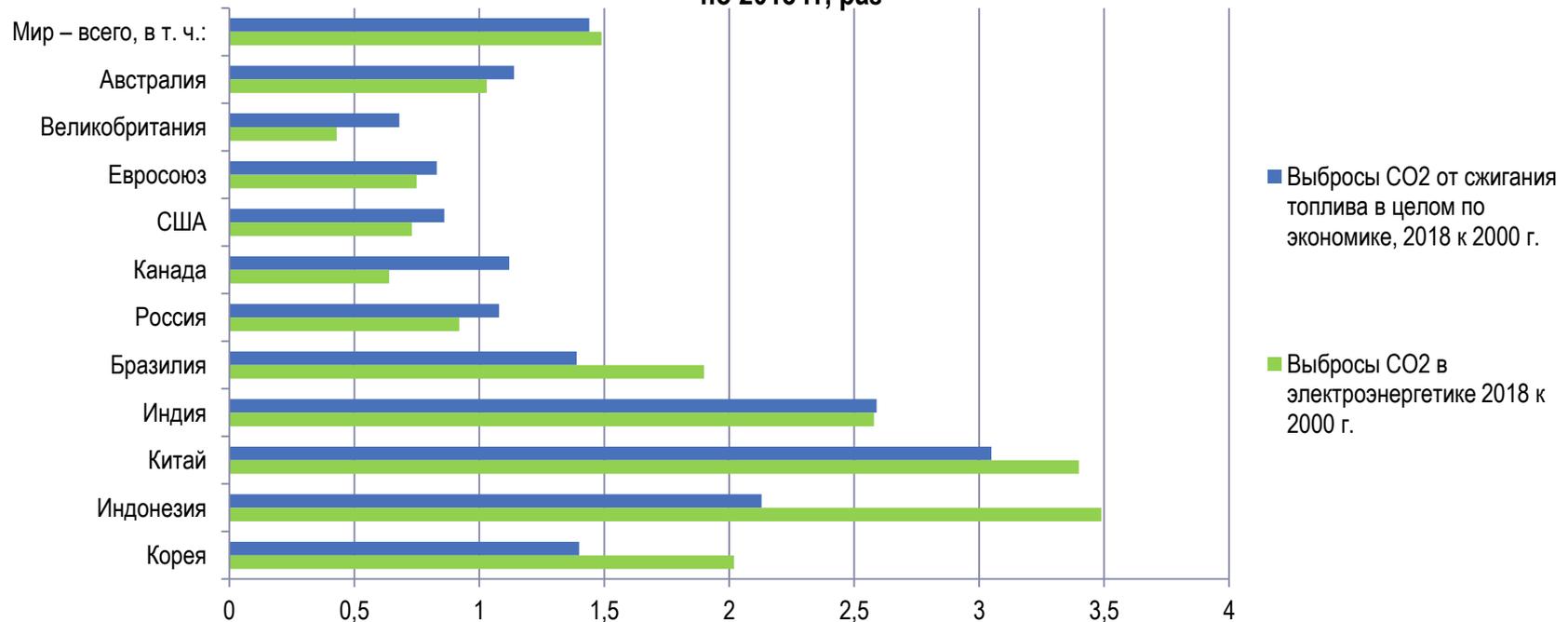


- Для достижения целей низкоуглеродного развития национальные стратегии, наряду с энергоэффективностью, уделяют особое внимание электроэнергетике, которая обладает уникальными возможностями вовлечения нетопливных ТЭР за счет развития АЭС, ВИЭ, ГЭС

## Роль электроэнергетики в низкоуглеродной трансформации

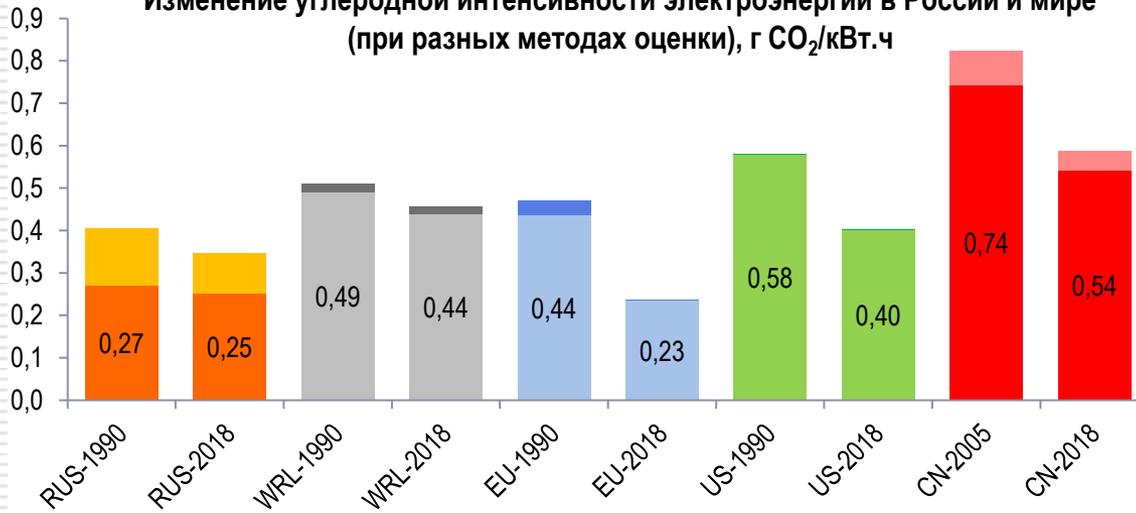
- В мире с 2000 года сложились разнонаправленные тенденции эмиссии парниковых газов от энергетического использования топлива (прежде всего CO<sub>2</sub>): развитые страны уже на пути декарбонизации, развивающиеся наращивают выбросы, решая задачи устойчивого экономического роста и преодоления энергетической бедности
- При этом электроэнергетика является отраслью, где снижение (в развитых странах) или рост (в развивающихся) опережает средние темпы по национальной экономике стран.
- Именно электроэнергетика выступает «авангардом» в национальных планах низкоуглеродного развития. Во многом это связано с уникальными возможностями вовлечения отрасли неуглеродных энергоресурсов в производство электроэнергии, а также «новой электрификацией», замещением традиционных энергоносителей электроэнергией

**Изменение выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания топлива в экономике и электроэнергетике стран с 2000 по 2018 гг, раз**



# Насколько уже декарбонизирована российская электроэнергетика?

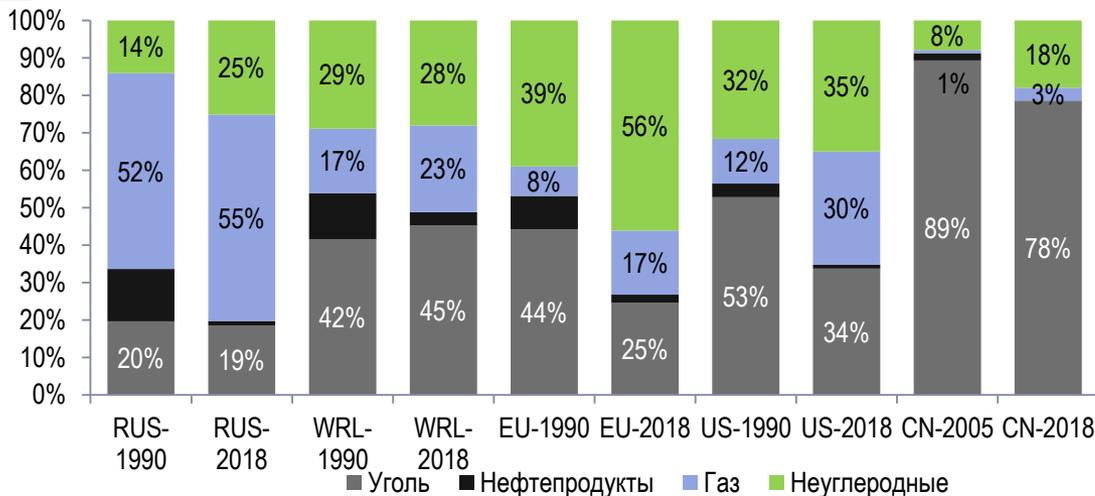
**Изменение углеродной интенсивности электроэнергии в России и мире (при разных методах оценки), г CO<sub>2</sub>/кВт.ч**



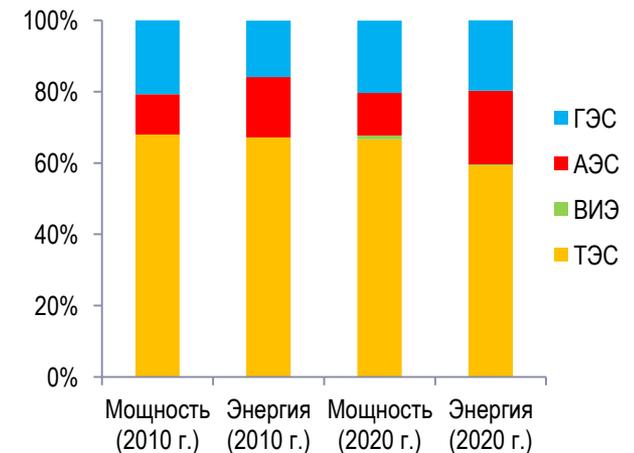
Достигнутый в России уровень углеродной интенсивности производства ниже мирового и сопоставим с европейским электроэнергетики. Возможности для дальнейшего снижения углеродной интенсивности в отрасли в 2035-40 гг. связаны с:

- Повышением эффективности использования газа на ТЭС за счет развития ПГУ технологий, а также расширения теплофикации
- Увеличением объемов производства электроэнергии на неуглеродных источниках (ГЭС, АЭС, ВИЭ)
- Замещением угля газом, в том числе в восточной части страны, по мере расширения зоны газификации

**Структура потребления первичной энергии в электроэнергетике России и мира**



**Структура мощности и производства электроэнергии по типам станций, %**



Источник: данные IEA, анализ ИНЭИ РАН

Источник: СО ЕЭС

## Инструментарий исследования. Модель развития электроэнергетики EPOS

### Плата за выбросы CO<sub>2</sub> от электростанций

Критерий оптимальности: минимум стоимости энергоснабжения экономики (суммарных дисконтированных затрат) за рассматриваемый период и с учетом затрат последствия принимаемых решений в течение еще 15 лет

- балансы необходимой мощности на час годового максимума нагрузки и балансы рабочей мощности для часа минимума нагрузки зимнего рабочего дня по энергозонам, позволяющие обеспечить требования по надежному функционированию ЕЭС России, включая нормативный уровень резерва мощности и достаточный регулировочный диапазон генерирующей мощности

- годовые балансы электроэнергии по энергозонам с выделением уровня распределительной сети для оптимизации эффективных объемов распределенной генерации, соответствующей условиям сетевого паритета с учетом тарифов на передачу электроэнергии

- годовые балансы отпуска тепла от электростанций в каждом субъекте РФ, дифференцированные по группам потребителей тепла для оптимизации эффективных масштабов и направлений теплофикации

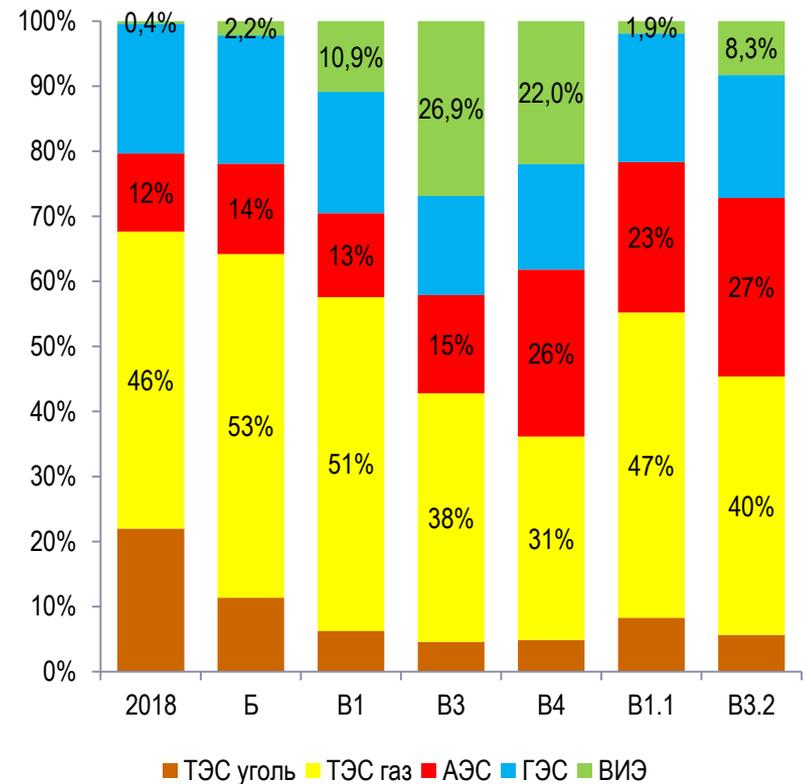
- годовые балансы по видам топлива для электростанций, увязывающие объемы производства по основным топливным базам, агрегированные транспортные потоки (сетевые для газа и радиальные для видов угля и мазута), оптимизируемые в модели объемы потребления на электростанциях и экзогенно задаваемые прогнозы спроса остальных внутренних потребителей и динамику экспорта

### Ограничения на годовые объемы эмиссии CO<sub>2</sub> от электростанций

# Сценарии изменения в структуре мощностей при целевом ограничении объемов эмиссии ПГ

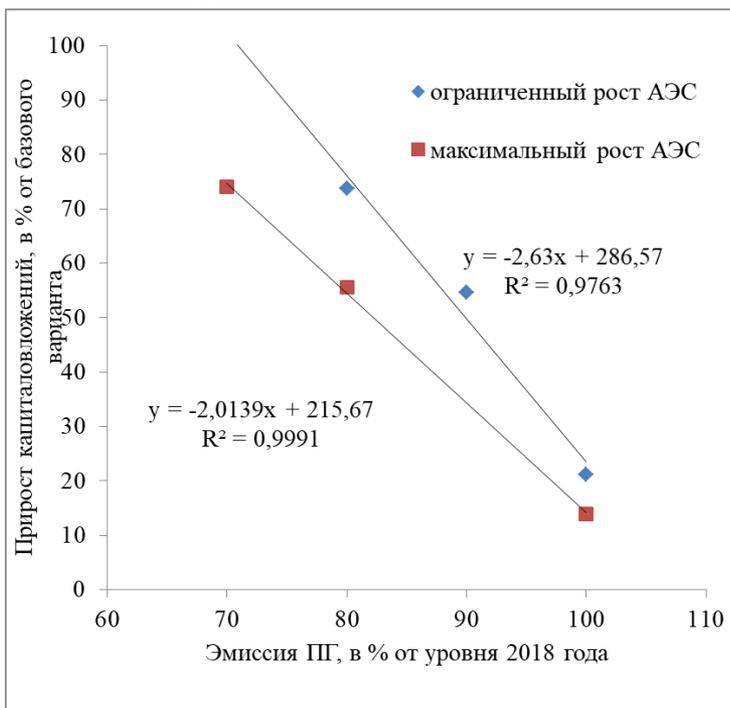
	Б	В1	В3	В4	В1.1	В3.2
Целевое ограничение объемов эмиссии CO <sub>2</sub>	нет	да	да	да	да	да
Ставка углеродных платежей в 2050 г., руб 2019 г./т CO <sub>2</sub>	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Ограничение по масштабам АЭС	да	да	да	нет	нет	нет
Достижимые выбросы CO <sub>2</sub> в 2050 г., в % от 2018 г.	<b>122</b>	<b>100</b>	<b>80</b>	<b>70</b>	<b>100</b>	<b>80</b>
Углеродная интенсивность производства электроэнергии в 2050 г., в % от 2018 г.	79%	65%	52%	45%	65%	52%
Изменение относительно базового варианта, в %						
Установ. мощность электростанций ЕЭС России в 2050 г.	-	7,4	30,9	23,2	-0,1	5,5
Суммарные капиталовложения до 2050 г.	-	21,2	73,8	74	13,9	39,8
Потребление топлива ТЭС в 2050 г.	-	-13,2	-30,9	-46,4	-18,1	-36,3
Суммарные дисконтированные затраты	-	<b>1,1</b>	<b>4,6</b>	<b>3,5</b>	<b>0,3</b>	<b>1,6</b>

Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.

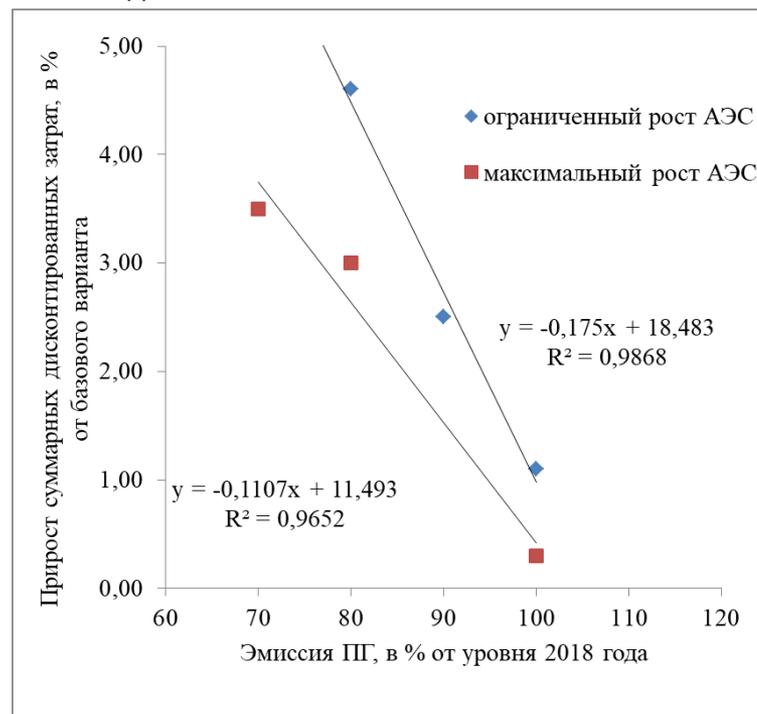




Необходимые приросты капиталовложений (относительно базового варианта) для обеспечения ограничений на выбросы CO<sub>2</sub> в ЕЭС России до 2050 г.



Необходимые приросты дисконтированных затрат (относительно базового варианта) для обеспечения ограничений на выбросы CO<sub>2</sub> в ЕЭС России до 2050 г.



- Каждый процент снижения эмиссии от отчетного уровня потребует увеличения капиталовложений на 2 – 2,6 % и роста суммарных дисконтированных затрат на 0,11 – 0,18 % относительно базового варианта. Нижние значения обеспечиваются при интенсивном развитии АЭС, верхние – при ориентации на ВИЭ

## Сценарии изменения в структуре мощностей при целевом ограничении объемов эмиссии ПГ

Динамика среднеотпускных цен электроэнергии при ограничении объема эмиссии (в реальном выражении, в % от уровня базового варианта)

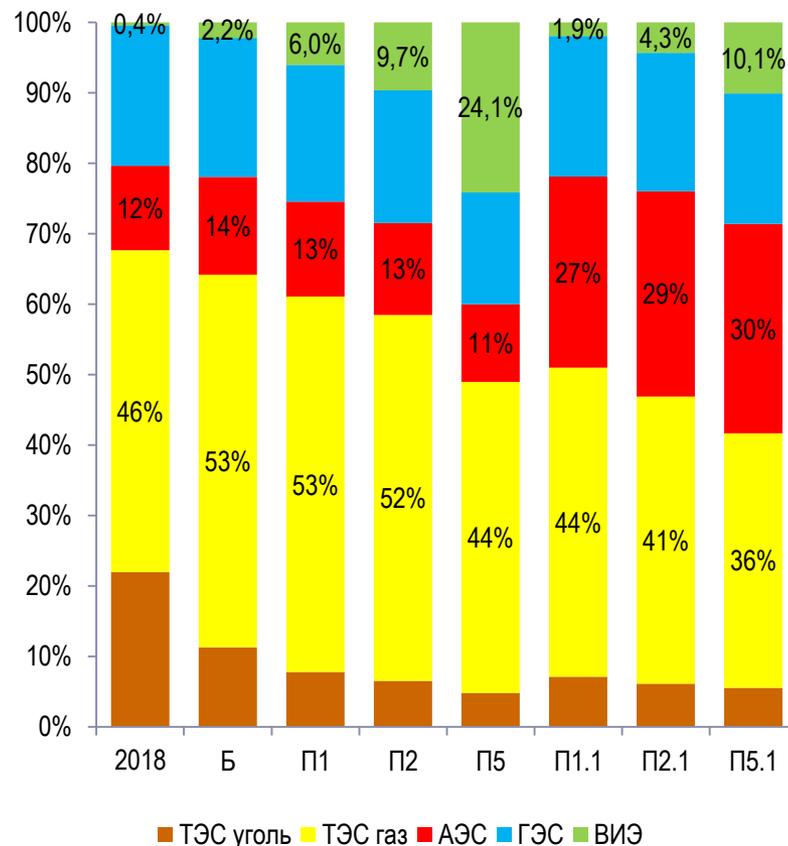


- быстрый рост инвестиционных расходов будет основным и серьезным фактором роста цен
- эффект от снижения топливных затрат будет накопленным и отложенным по времени
- более жесткие ограничения по эмиссии потребуют большего и более длительного роста цены
- негативные ценовые последствия могут быть существенно уменьшены при более интенсивных сценариях развития атомной энергетики

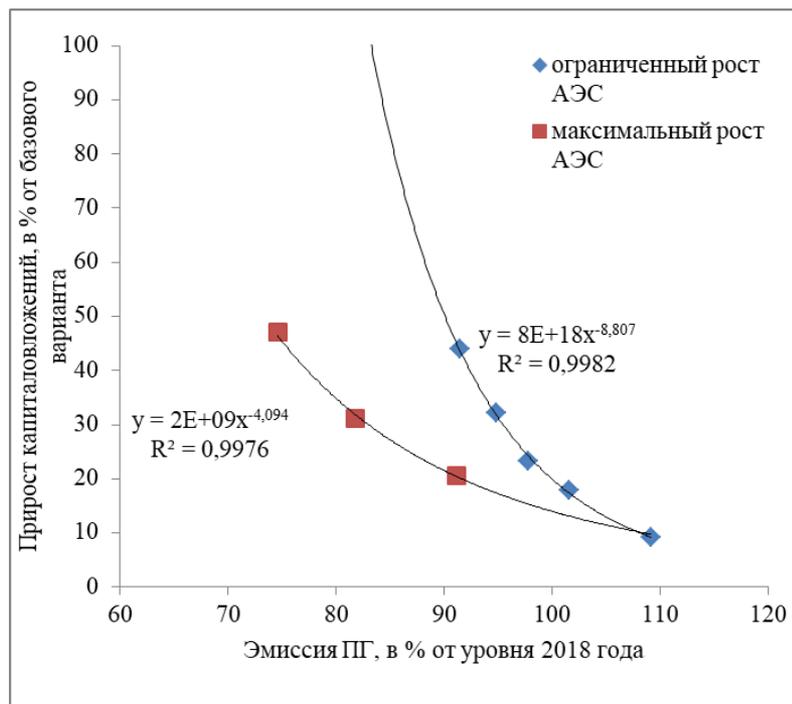
# Сценарии изменений в структуре мощностей при введении углеродных платежей

	Б	П1	П2	П5	П1.1	П2.1	П5.1
Целевое ограничение объемов эмиссии CO2	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Ставка углеродных платежей в 2050 г., руб 2019 г./т CO2	нет	1300	2600	6500	1300	2600	6500
Ограничение по масштабам АЭС	да	да	да	да	нет	нет	нет
Достигаемые выбросы CO2 в 2050 г., в % от 2018 г.	<b>122</b>	<b>109</b>	<b>102</b>	<b>92</b>	<b>91</b>	<b>82</b>	<b>75</b>
Углеродная интенсивность производства электроэнергии в 2050 г., в % от 2018 г.	79%	71%	66%	59%	59%	53%	48%
Изменение относительно базового варианта, в %							
Установ. мощность электростанций ЕЭС России в 2050 г.	-	9	19,5	82,4	-0,3	5,8	24,9
Суммарные капиталовложения до 2050 г.	-	9,2	17,9	44	20,6	31,2	47,1
Потребление топлива ТЭС в 2050 г.	-	-7,3	-12,2	-20,2	-26,1	-34,4	-42,8
Суммарные дисконтированные затраты	-	<b>0,29</b>	<b>0,69</b>	<b>1,63</b>	<b>0,27</b>	<b>0,72</b>	<b>1,54</b>

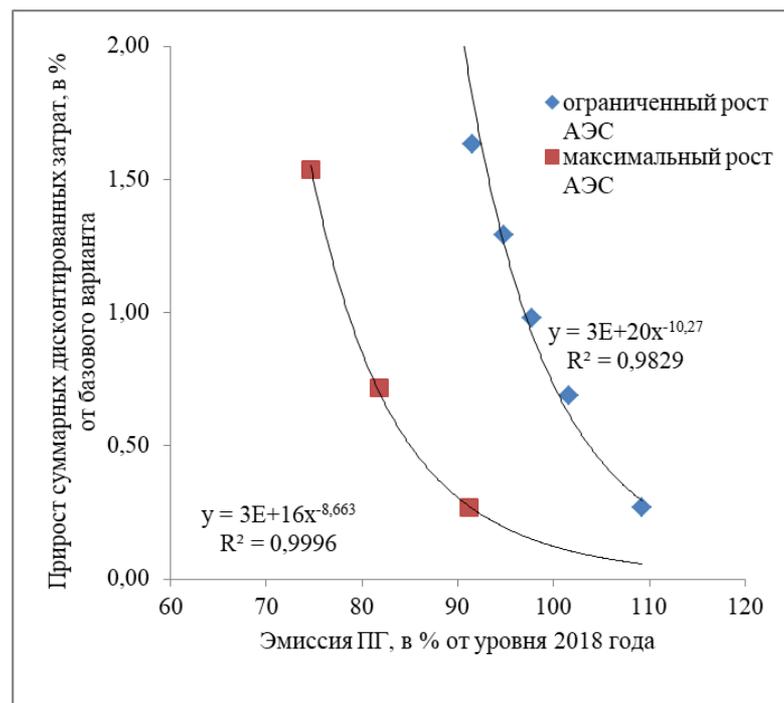
Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



Необходимые приросты капиталовложений (относительно базового варианта) для развития ЕЭС России до 2050 г. при введении углеродных платежей



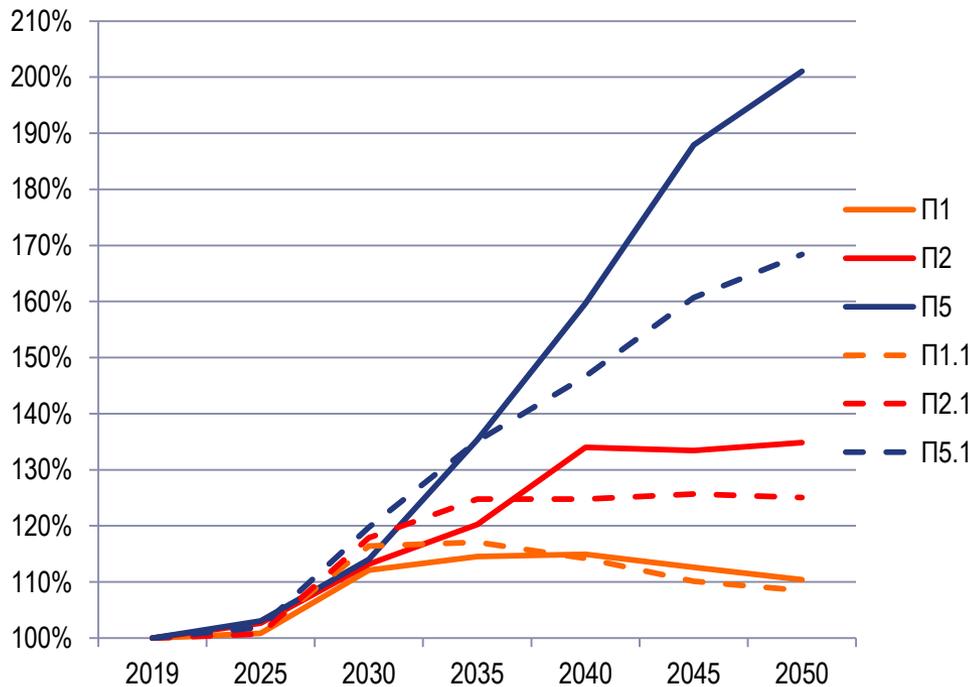
Необходимые приросты дисконтированных затрат (относительно базового варианта) для развития ЕЭС России до 2050 г. при введении углеродных платежей



- Приростные затраты на снижение эмиссии CO<sub>2</sub> в этом случае становятся нелинейными. Для снижения объема эмиссии относительно отчетного уровня на каждые 10 % потребуется все больший прирост капиталовложений (относительно базового варианта). Таким же образом будут меняться и суммарные дисконтированные затраты.
- Более интенсивные «атомные» сценарии позволяют лишь частично сгладить тенденцию

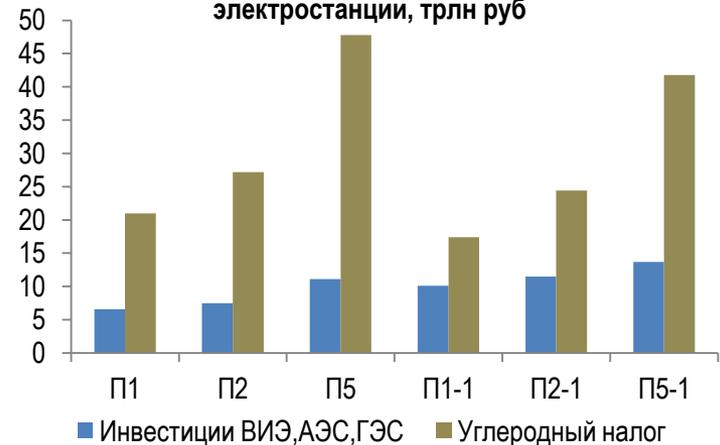
# Сценарии изменений в структуре мощностей при введении углеродных платежей

**Динамика среднеотпускных цен электроэнергии при введении углеродных платежей (в реальном выражении, в % от уровня базового варианта)**



- рост углеродных платежей не приводит к резкому снижению эмиссии, если не реализуется масштабная «атомная стратегия»
- экономии топливных затрат не хватает, чтобы компенсировать рост инвестиционных расходов и стоимость даже снижающихся выбросов
- негативные ценовые последствия могут быть существенно уменьшены
  - при более интенсивных сценариях развития атомной энергетики
  - реинвестировании углеродного сбора в поддержку неуглеродной генерации

**Совокупный объем углеродных платежей от ТЭС до 2050 г.в сопоставлении с инвестициями в неуглеродные электростанции, трлн руб**



## Институт энергетических исследований РАН

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

Веселов Федор, к.э.н., зам. директора

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

Хоршев Андрей, к.э.н., зав. центром моделирования в энергетике

[epos@eriras.ru](mailto:epos@eriras.ru)

Соляник Андрей, к.э.н., науч. сотрудник

[andsolyanik@yandex.ru](mailto:andsolyanik@yandex.ru)

# Спасибо за внимание!