

Возможности и последствия низкоуглеродной трансформации электроэнергетики России

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

Международная научная конференция
«Современные проблемы мирового развития: региональные и отраслевые аспекты»

МГИМО, апрель 2022



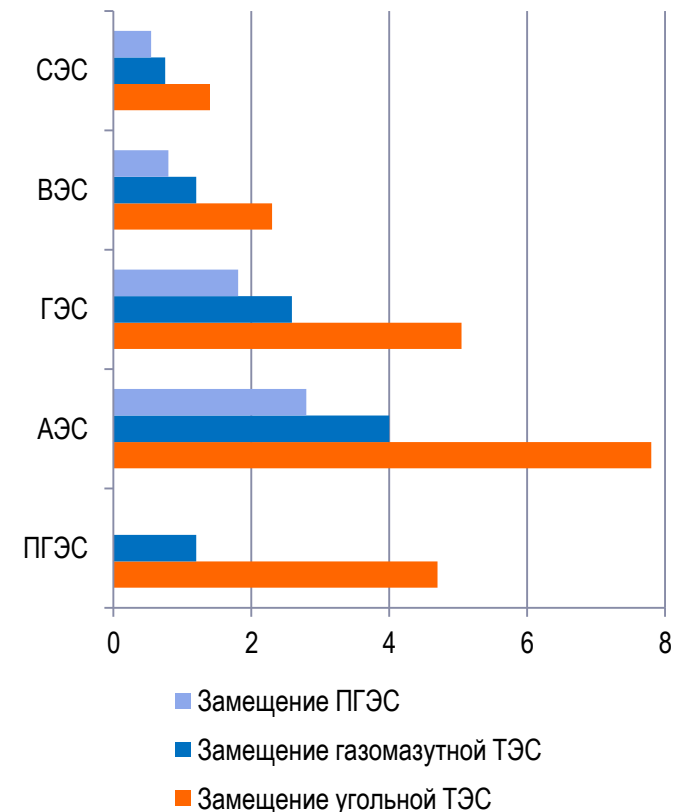
*Результаты получены при
поддержке гранта РФ
(проект № 17-79-20354)*

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 CO₂ при замещении электроэнергии от ТЭС (расчет на 1 ГВт мощности), млн т CO₂

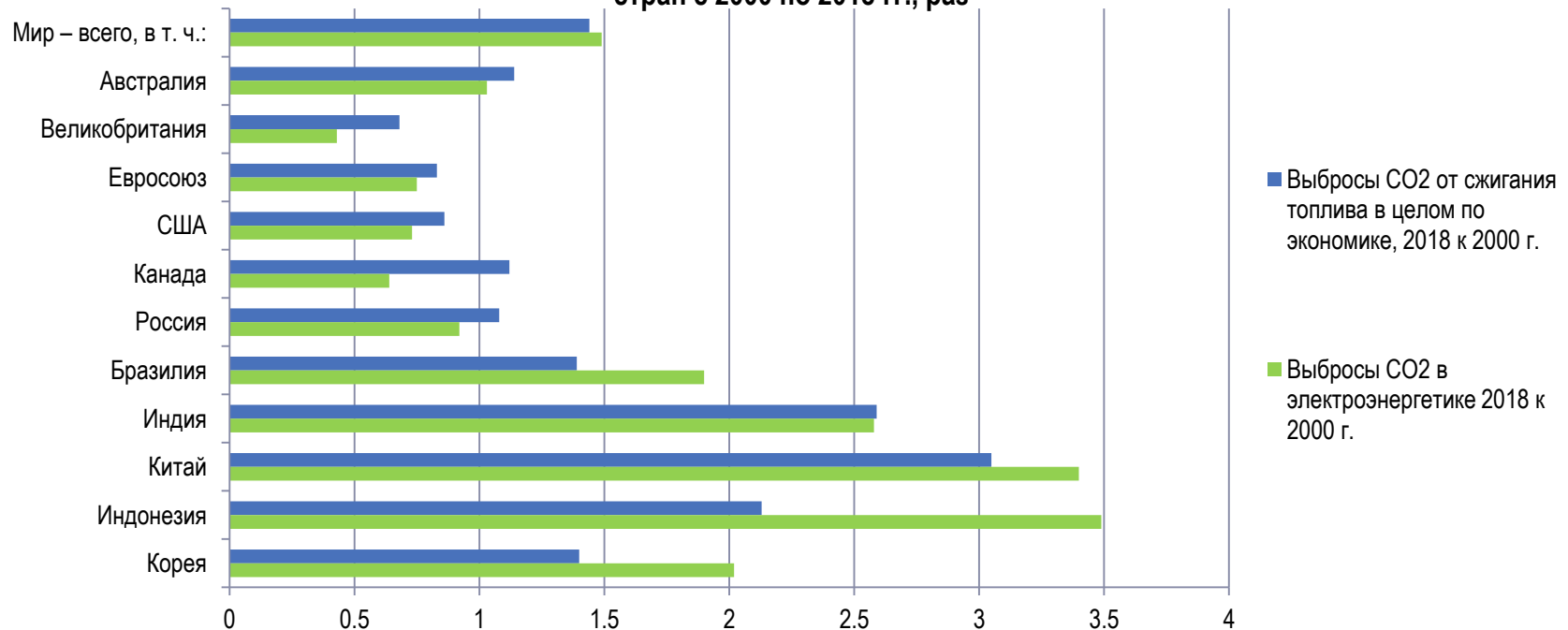


- Для достижения целей низкоуглеродного развития национальные стратегии, наряду с энергоэффективностью, уделяют особое внимание электроэнергетике, которая обладает уникальными возможностями вовлечения нетопливных ТЭР за счет развития АЭС, ГЭС и ВИЭ

Роль электроэнергетики в низкоуглеродной трансформации

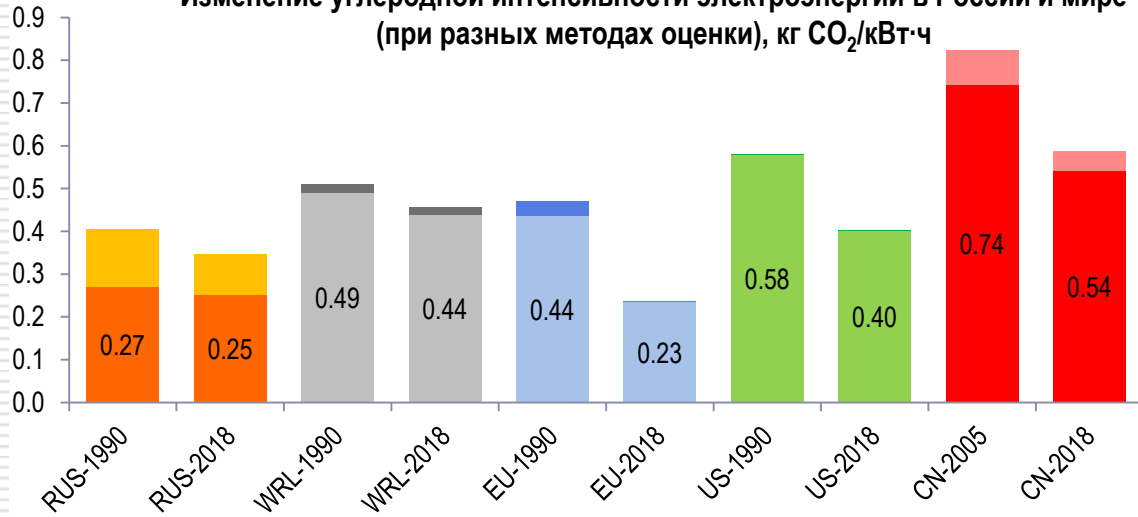
- В мире с 2000 года сложились разнонаправленные тенденции изменения эмиссии парниковых газов от энергетического использования топлива (прежде всего CO₂): развитые страны уже на пути декарбонизации, развивающиеся наращивают выбросы, решая задачи устойчивого экономического роста и преодоления энергетической бедности
- При этом электроэнергетика является отраслью, где снижение (в развитых странах) или рост (в развивающихся) опережает средние по национальной экономике темпы
- Именно электроэнергетика выступает «авангардом» в национальных планах низкоуглеродного развития. Во многом это связано с уникальными возможностями вовлечения неуглеродных энергоресурсов в производство электроэнергии, а также «новой электрификацией», замещением традиционных энергоносителей электроэнергией

Изменение выбросов CO₂ от сжигания топлива в экономике и электроэнергетике некоторых стран с 2000 по 2018 гг., раз



Насколько уже декарбонизирована российская электроэнергетика?

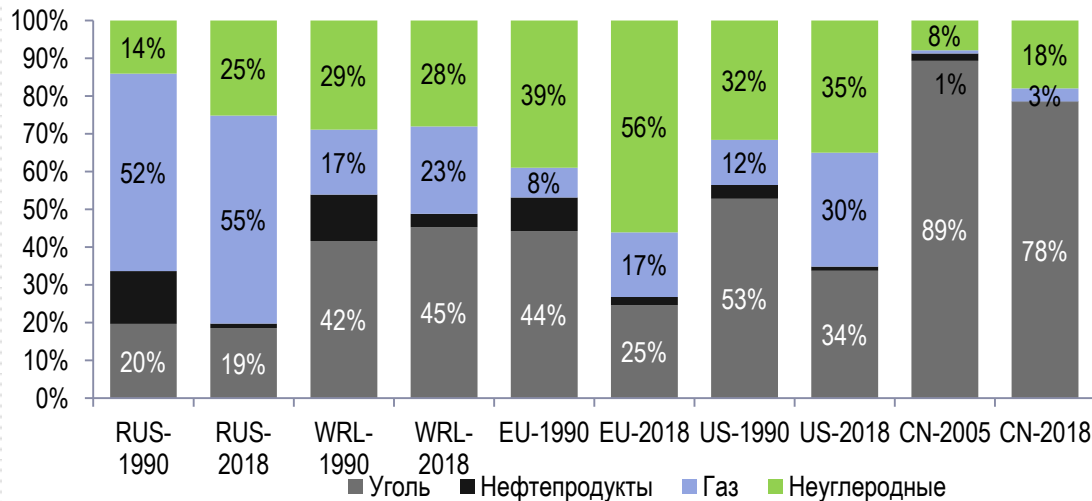
Изменение углеродной интенсивности электроэнергии в России и мире (при разных методах оценки), кг CO₂/кВт·ч



Достигнутый в России уровень углеродной интенсивности производства электроэнергии ниже мирового и сопоставим с европейским за счет:

- доминирующей доли газа в структуре первичных энергоресурсов для электроэнергетики
- высокой доли теплофикационного оборудования (ТЭЦ) в структуре мощностей
- заметной доли неуглеродных типов электростанций (в основном атомных и гидроэлектростанций)

Структура потребления первичной энергии в электроэнергетике России и мира



Направления для дальнейшего снижения углеродной интенсивности в отрасли в 2035-40 гг.:

- Повышение эффективности использования газа при переходе на парогазовое оборудование
- Активное развитие теплофикации, распределенной ко-генерации (в т.ч. с использованием биомассы и биогаза)
- Развитие ВИЭ-электростанций (включая микрогенерацию) и агрегированное управление возобновляемыми ресурсами и накопителями
- Развитие атомной энергетики, переход к замыканию ядерного топливного цикла
- Развитие крупных гидроэлектростанций как альтернативы новым угольным станциям в восточных районах

Инструментарий исследования. Модель развития электроэнергетики EPOS

Плата за выбросы CO₂ 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

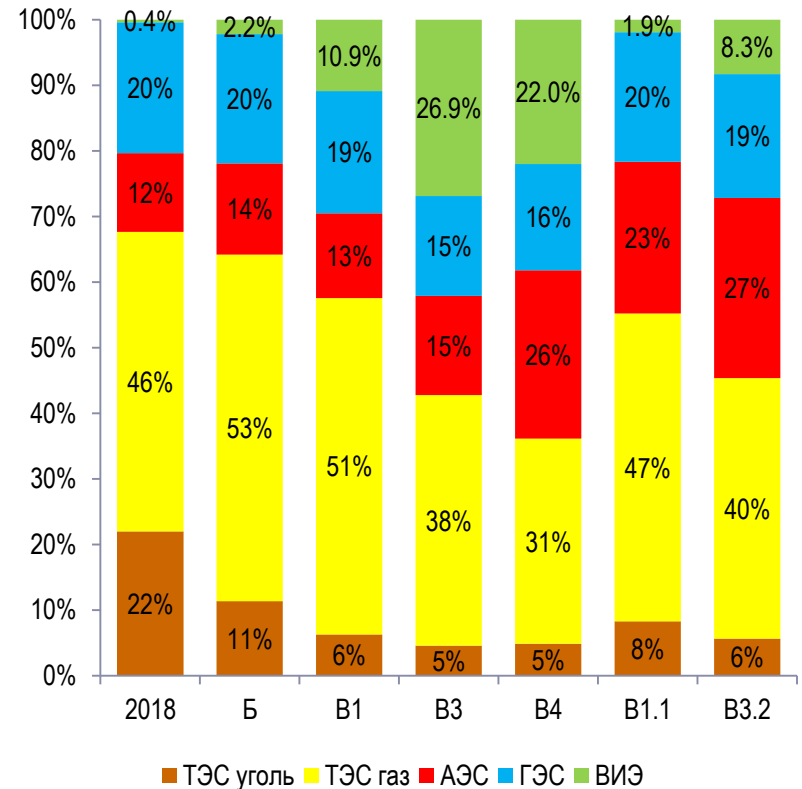
- годовые балансы по видам топлива для электростанций, увязывающие объемы производства по основным топливным базам, агрегированные транспортные потоки (сетевые для газа и радиальные для видов угля и мазута), оптимизируемые в модели объемы потребления на электростанциях и экзогенно задаваемые прогнозы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

Ограничения на годовые объемы эмиссии CO₂ от электростанций

Сценарии изменения в структуре мощностей при целевом ограничении объемов эмиссии ПГ

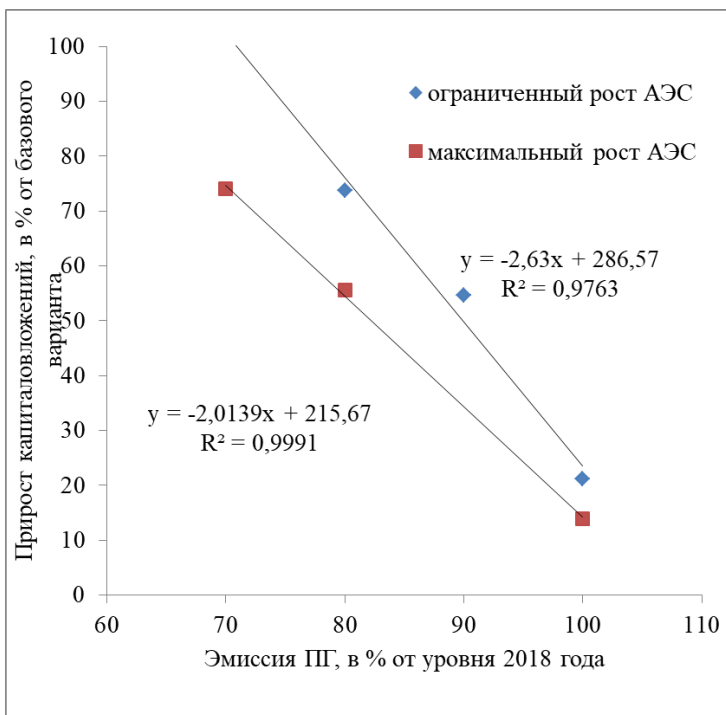
| | Б | В1 | В3 | В4 | В1.1 | В3.2 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Целевое ограничение объемов эмиссии CO2 | нет | да | да | да | да | да |
| Ставка углеродных платежей в 2050 г., руб. 2019 г./т CO2 | нет | нет | нет | нет | нет | нет |
| Ограничение по масштабам АЭС | да | да | да | нет | нет | нет |
| Достижимые выбросы CO2 в 2050 г., в % от 2018 г. | 122 | 100 | 80 | 70 | 100 | 80 |
| Углеродная интенсивность производства электроэнергии в 2050 г., в % от 2018 г. | 79% | 65% | 52% | 45% | 65% | 52% |
| Изменение относительно базового варианта, в % | | | | | | |
| Установленная мощность электростанций ЭЭС 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 | - | 1,1 | 4,6 | 3,5 | 0,3 | 1,6 |

Структура генерирующей мощности в ЭЭС России в 2050 г.

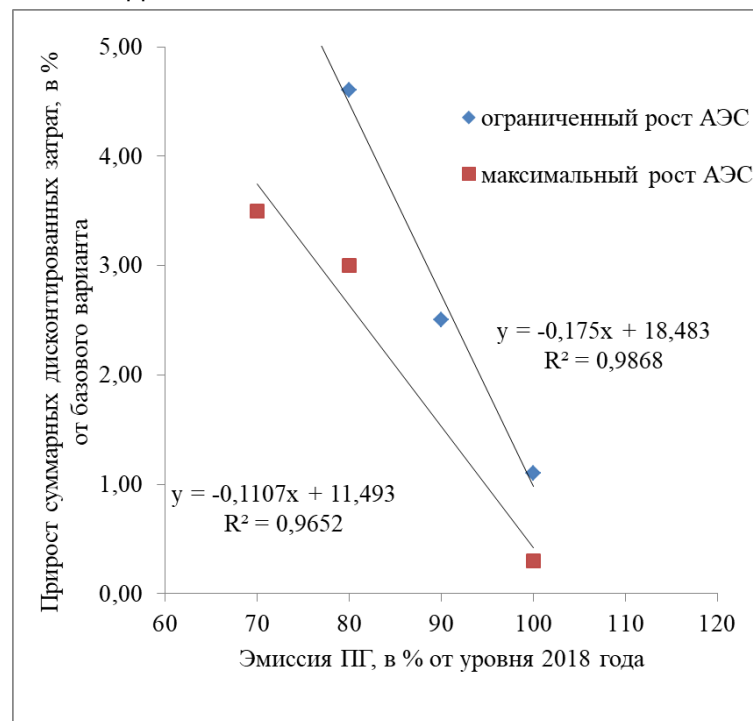


Интегральные характеристики вариантов адаптации к ограничениям по объемам эмиссии

Необходимые приросты капиталовложений (относительно базового варианта) для обеспечения ограничений на выбросы CO₂ в ЕЭС России до 2050 г.



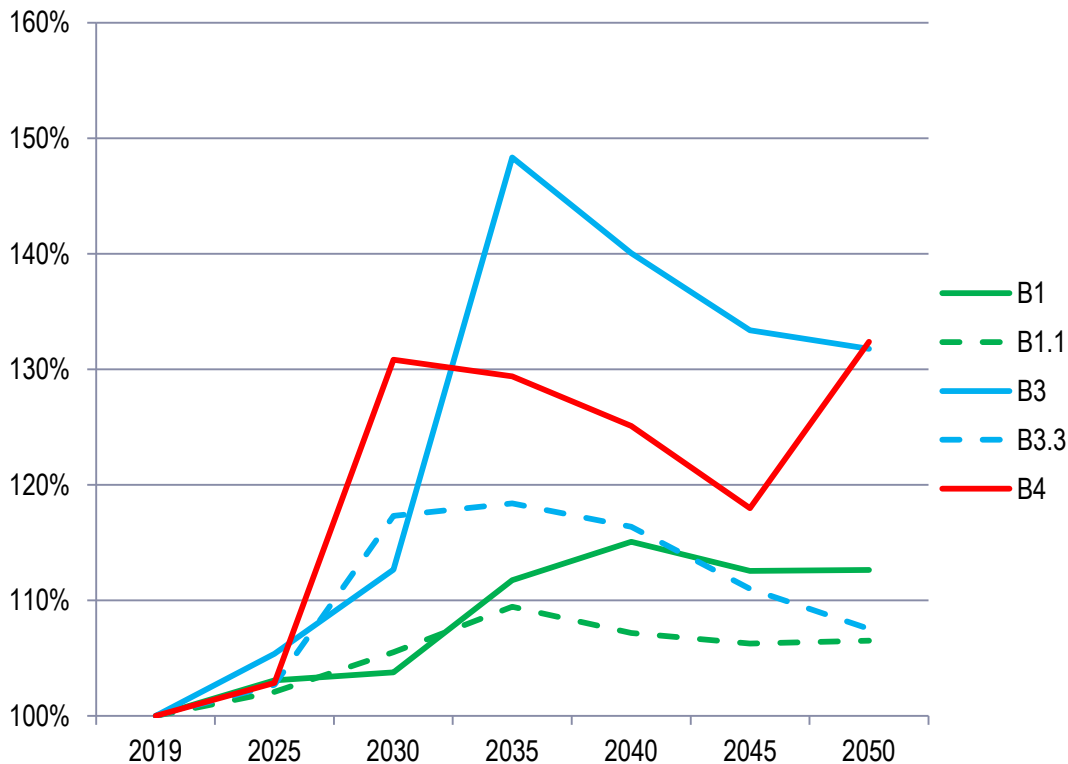
Необходимые приросты дисконтированных затрат (относительно базового варианта) для обеспечения ограничений на выбросы CO₂ в ЕЭС России до 2050 г.



- Каждый процент снижения эмиссии ПГ 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)

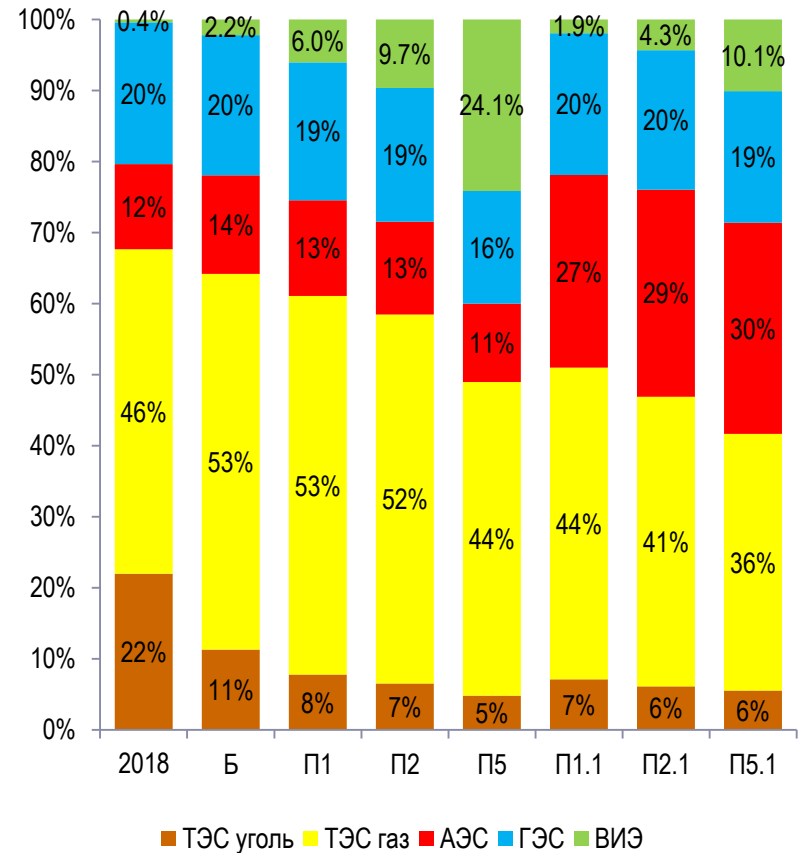


- быстрый рост инвестиционных расходов будет основным фактором роста цен
- эффект от снижения топливных затрат будет накопленным и отложенным во времени
- более жесткие ограничения по эмиссии потребуют большего и более длительного роста цены
- негативные ценовые последствия могут быть существенно уменьшены 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 |
| Достижимые выбросы CO2 в 2050 г., в % от 2018 г. | 122 | 109 | 102 | 92 | 91 | 82 | 75 |
| Углеродная интенсивность производства электроэнергии в 2050 г., в % от 2018 г. | 79% | 71% | 66% | 59% | 59% | 53% | 48% |
| Изменение относительно базового варианта, в % | | | | | | | |
| Установленная 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 | - | 0,29 | 0,69 | 1,63 | 0,27 | 0,72 | 1,54 |

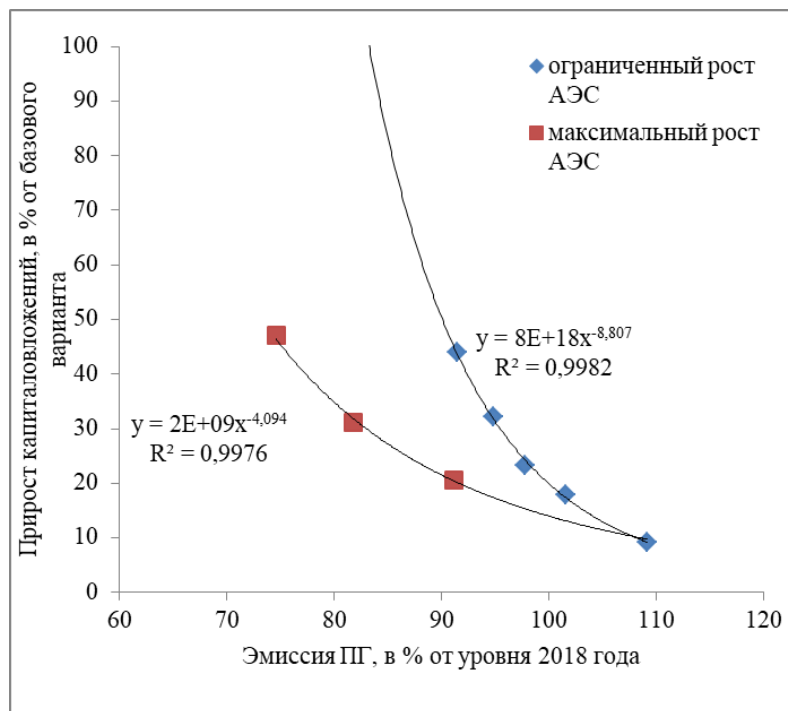
Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



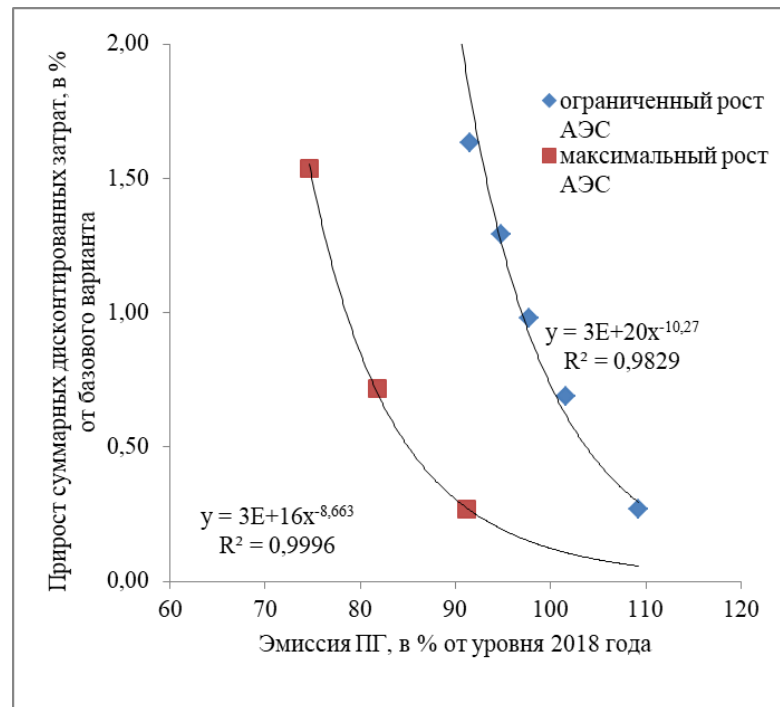
- рост углеродных платежей не приводит к резкому снижению эмиссии, если не реализуется масштабная «атомная стратегия»

Интегральные характеристики вариантов адаптации к введению углеродных платежей

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



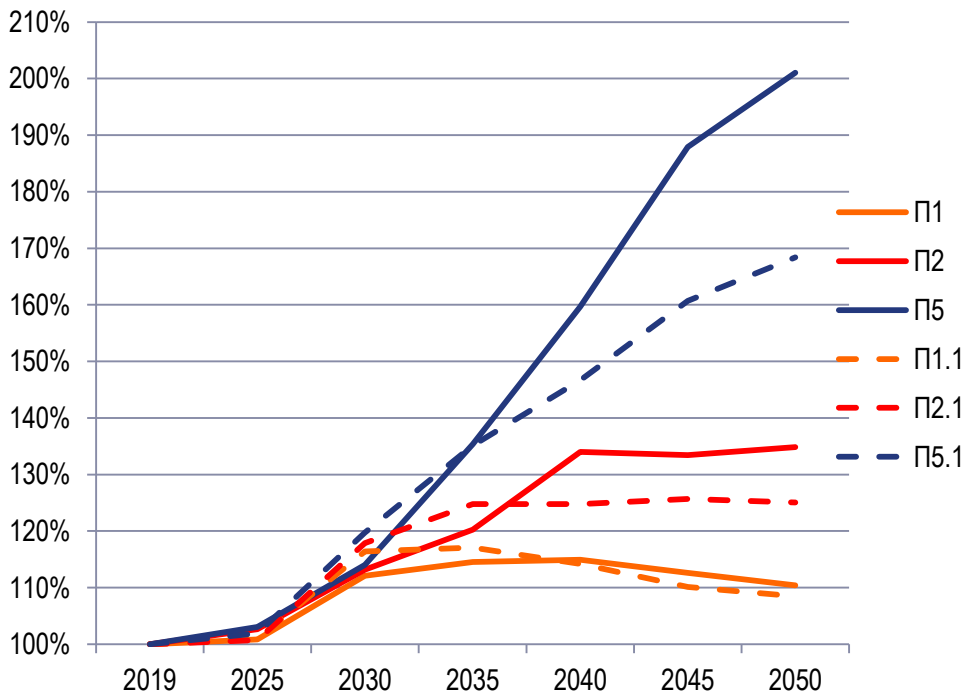
Необходимые приросты дисконтированных затрат (относительно базового варианта) для развития ЕЭС России до 2050 г. при введении углеродных платежей



- Приростные затраты на снижение эмиссии CO₂ 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

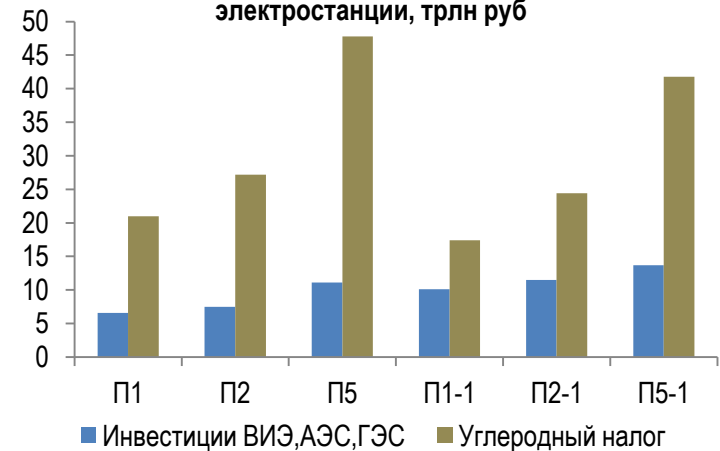
Сценарии изменений в структуре мощностей при введении углеродных платежей

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



- экономии топливных затрат не хватает, чтобы компенсировать рост инвестиционных расходов и плату за выбросы
- 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

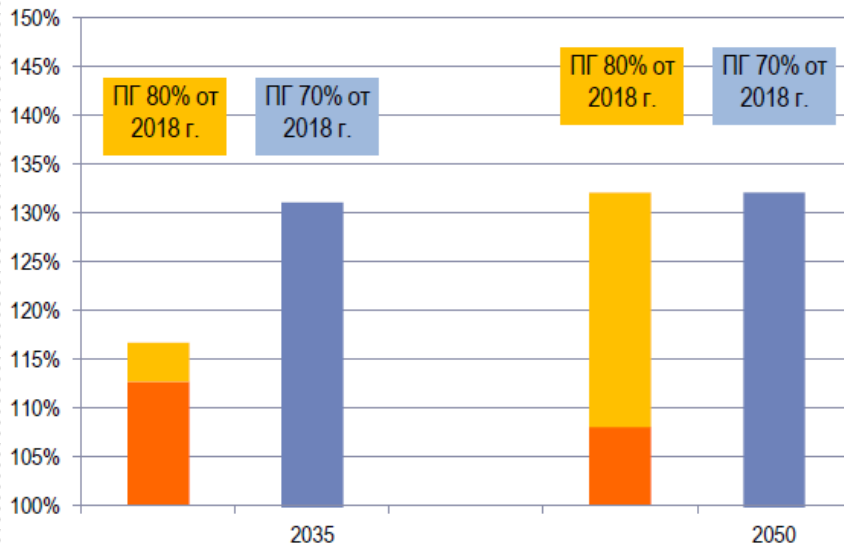


Последствия трансформации электроэнергетики при разных вариантах углеродного регулирования

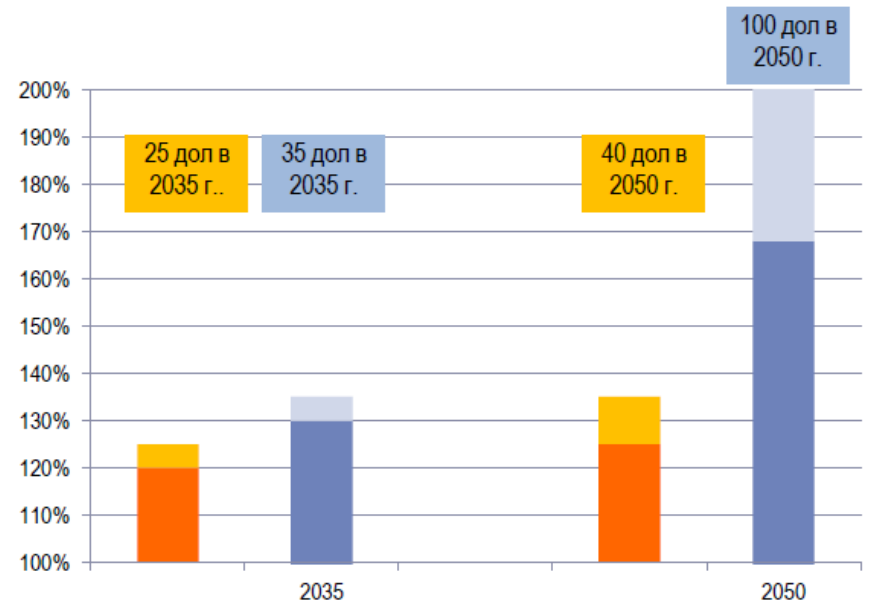
- Быстрый рост инвестиционных расходов будет основным и серьезным фактором роста цен электроэнергии
- Эффект от снижения топливных затрат будет отложенным по времени и недостаточным для компенсации инвестиционных расходов
- Более жесткое углеродное регулирование потребует большего и более длительного роста цены электроэнергии
- Негативные ценовые последствия могут быть существенно уменьшены при более интенсивных сценариях развития атомной энергетики, а также при эффективном реинвестировании углеродных платежей

За менее углеродоемкую электроэнергию потребуется платить больше. В какой мере экономика готова к этому, каковы приемлемые инвестиционные и ценовые ограничения?

Рост среднеотпускных цен электроэнергии при разном уровне ограничений на объемы выбросов ПГ от электростанций (в реальном выражении, в % от уровня базового варианта)



Рост среднеотпускных цен электроэнергии при разной ставке углеродных платежей (в реальном выражении, в % от уровня базового варианта)



Институт энергетических исследований РАН

www.eriras.ru

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

epos@eriras.ru

Веселов Федор, к.э.н., зам. директора

info@eriras.ru, erifedor@mail.ru

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

andsolyanik@yandex.ru

Спасибо за внимание!