

Технико-экономическая оценка вклада атомных электростанций в реализацию сценариев низкоуглеродного развития электроэнергетики

Веселов Федор

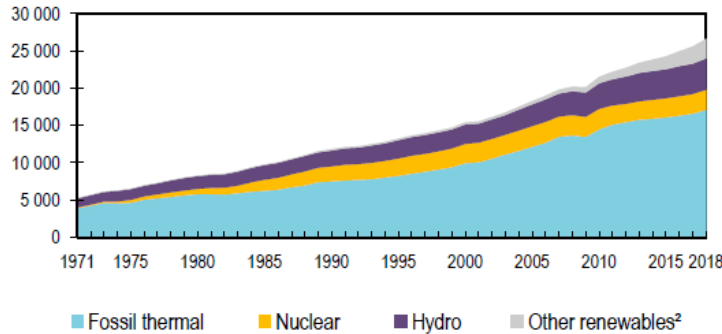
Школа молодых ученых «Приоритеты научно-технологического развития энергетики России»

Москва, ноябрь 2021 г.

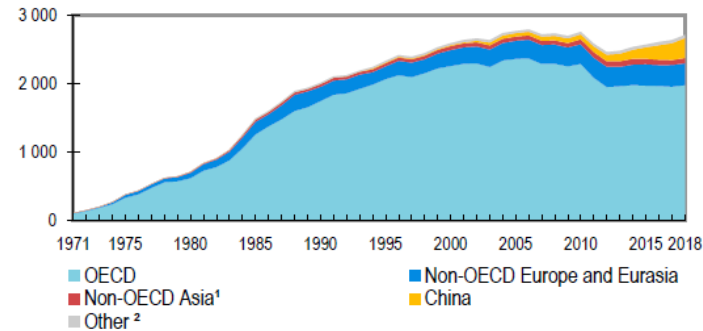


Электроэнергия АЭС в мире

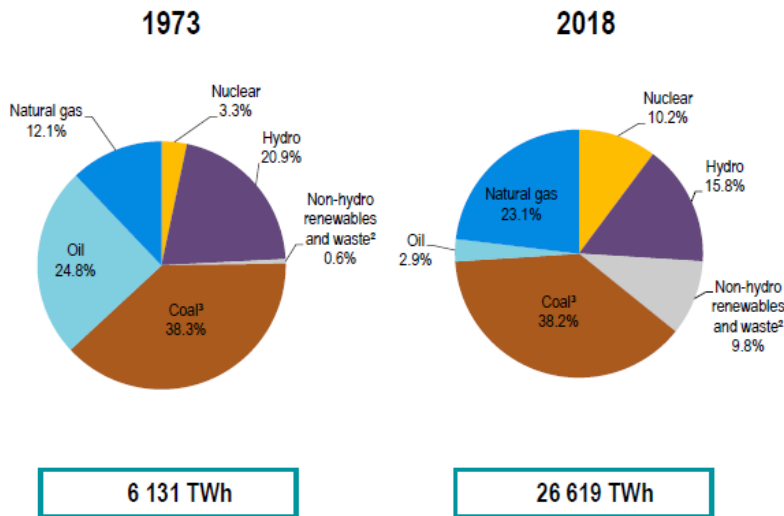
World electricity generation¹ from 1971 to 2018 by fuel (TWh)



World nuclear electricity production from 1971 to 2018 by region (TWh)



1973 and 2018 source shares of electricity generation¹



В 2018 году АЭС обеспечили >10% общего производства электроэнергии в мире. В 1973 году их доля была всего 3,3%. За последние полвека (from 1973 to 2018):
 Общее производство электроэнергии в мире выросло в 4,3 раза
 Производство электроэнергии на АЭС – в 13,3 раз

В 21 веке общемировое производство электроэнергии на АЭС стагнирует под влиянием разнонаправленных тенденций:

Снижение объемов в развитых странах (часть из них сворачивает программы АЭС)

Быстрый рост в развивающихся странах (прежде всего, в Китае)

Электроэнергия АЭС в мире

- За последние 10 лет Китай стал вошел в ТОП-5 стран-крупнейших производителей электроэнергии на АЭС
- Япония резко сократила использование АЭС после аварии на Фукусиме
- В Германии снижение АЭС – целенаправленный результат энергополитики по энергопереходу и использованию ВИЭ

Производство электроэнергии на АЭС
в 2009 году в 2018 году

Producers	TWh	% of world total
United States	830	30.8
France	410	15.2
Japan	280	10.4
Russian Federation	164	6.1
Korea	148	5.5
Germany	135	5.0
Canada	90	3.3
Ukraine	83	3.1
People's Rep. of China	70	2.6
United Kingdom	69	2.6
Rest of the world	418	15.4
World	2 697	100.0

Producers	TWh	% of world total
United States	841	31.0
France	413	15.2
People's Rep. of China	295	10.9
Russian Federation	205	7.5
Korea	134	4.9
Canada	101	3.7
Ukraine	84	3.1
Germany	76	2.8
Sweden	69	2.5
United Kingdom	65	2.4
Rest of the world	427	16.0
World	2 710	100.0

Установленная мощность АЭС
в 2009 году в 2018 году

Installed capacity	GW
United States	101
France	63
Japan	49
Russian Federation	22
Germany	20
Korea	18
Canada	13
Ukraine	13
United Kingdom	11
Sweden	9
Rest of the world	52
World	371

Net installed capacity	GW
United States	99
France	63
People's Rep. of China	43
Japan	37
Russian Federation	27
Korea	22
Canada	14
Ukraine	13
Germany	10
United Kingdom	9
Rest of the world	60
World	397

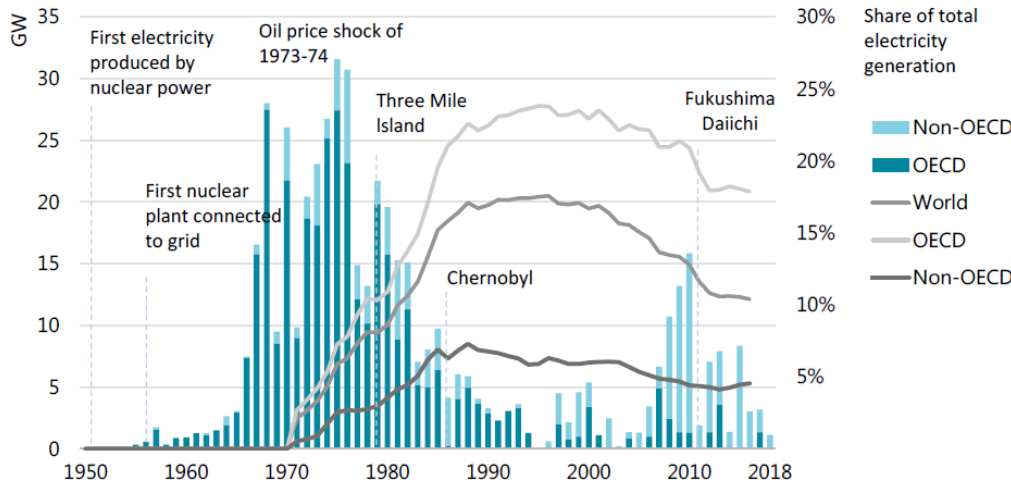
Технологии АЭС в мире

- По данным МАГАТЭ (PRIS), 440+ реакторов было в эксплуатации в 2019 году
- «Пионеры» атомной энергетики (США, Россия и ЕС) имеют наиболее старый парк АЭС
- Основные вводы АЭС в последние годы приходятся на развивающиеся страны (Китай, Индия и др.)

	Africa	Asia	East Europe & Russia	North America	South America	West & Central Europe	Total
BWR		21 (-5)		34 (-1)		10 (-1)	65 (-7)
FNR			2				2
GCR						14	14
LWGR			13 (-1)				13 (-1)
PHWR		24 (-1)		19	3	2	48 (-1)
PWR	2	92 (+2)	38 (+3)	64 (-1)	2	102 (-2)	300 (+2)
Total	2	137 (-4)	53 (+2)	117 (-2)	5	128 (-3)	442 (-7)

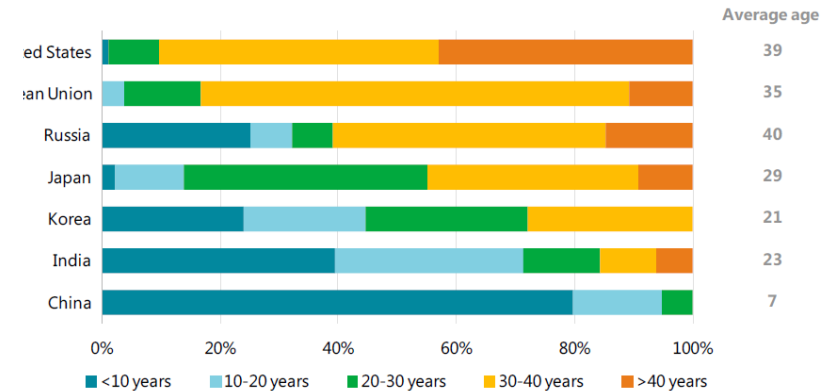
Source: World Nuclear Association, IAEA PRIS

Вводы мощности АЭС (слева) и доля АЭС в производстве электроэнергии (справа)



Источник: IAEA. *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) 2020 Edition*

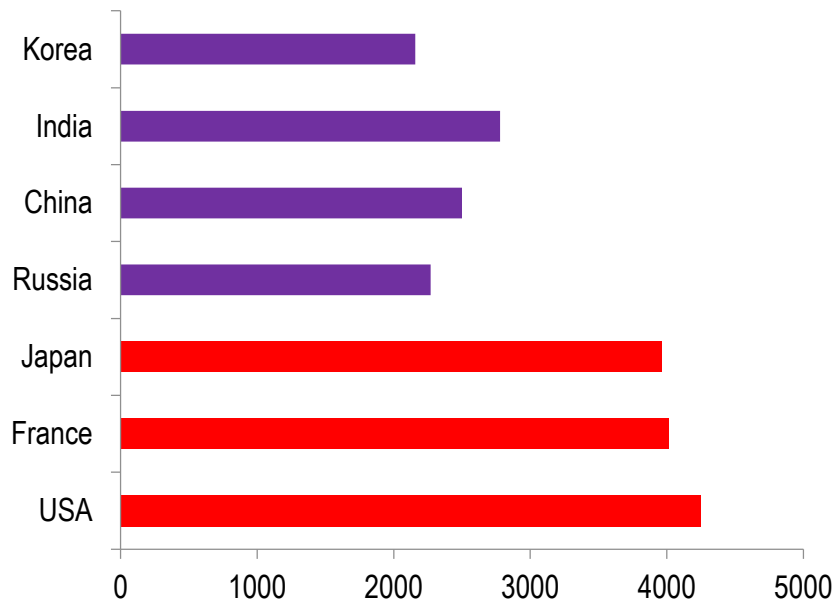
Возрастная структура АЭС по регионам мира



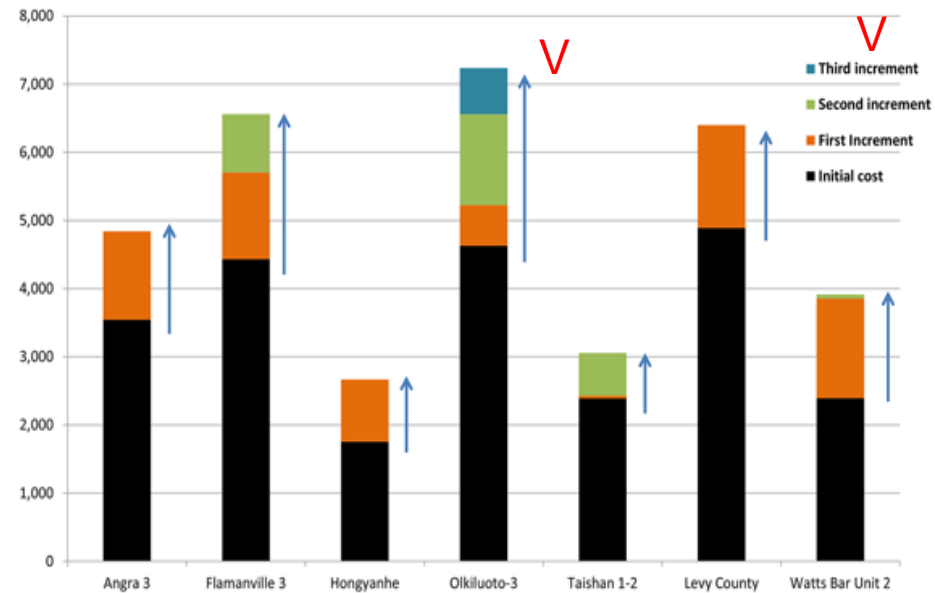
Технологии АЭС в мире

- Стоимость строительства АЭС (удельные капиталовложения, CAPEX) сильно различаются по странам
- Они заметно ниже в странах, имеющих и реализующих амбициозные программы развития АЭС
- Такие программы обеспечивают серьезное удешевление типовых инвестиционных решений за счет эффектов от технологического обучения, типизации производства.
- В странах Европы реализуются лишь единичные проекты АЭС
- Каждый проект адаптируется под уникальные (индивидуальные) регуляторные требования, что ведет к их неоднократной переоценке, увеличению сроков и стоимости строительства

Одномоментные удельные капиталовложения в новые АЭС, долл2019/кВт



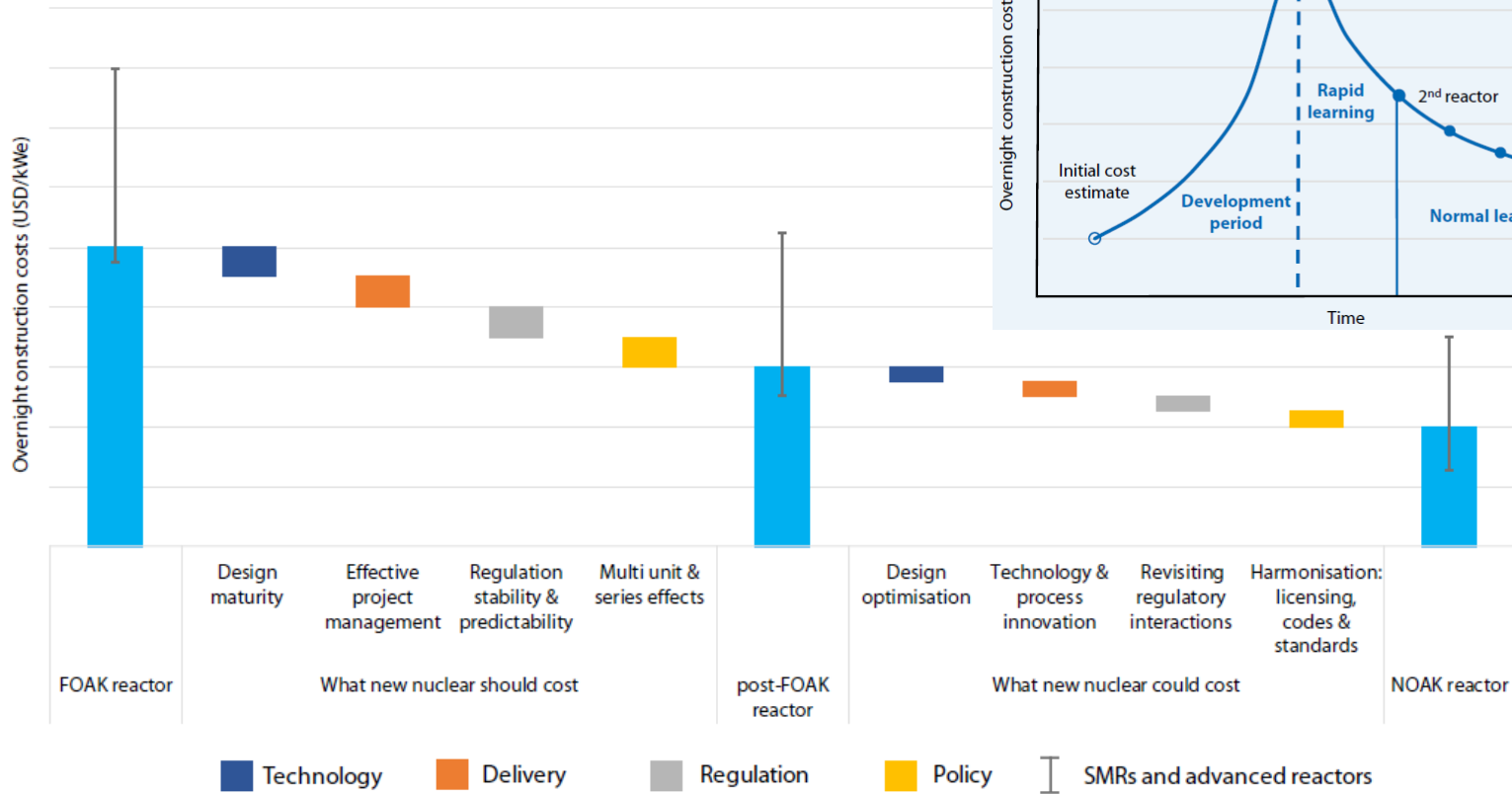
Источник: IEA/NEA Projected costs of generating electricity, 2020 Edition



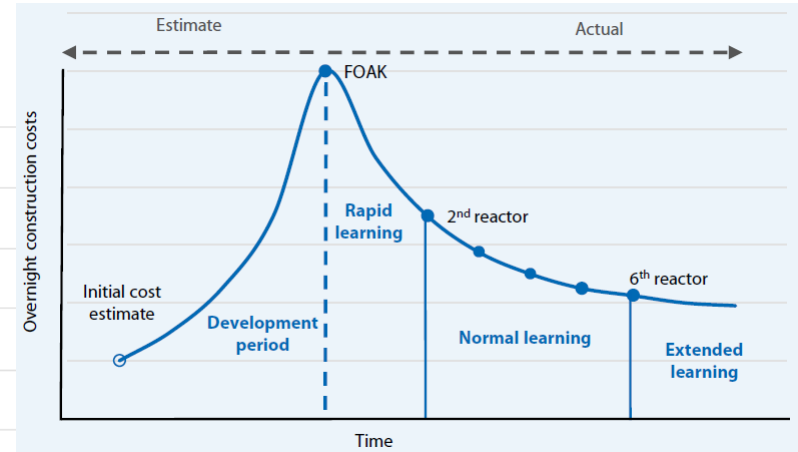
Source: World Nuclear News, Nucleonics and Other publications, 2008-2014

Технологии АЭС в мире

Основные факторы снижения стоимости АЭС и проектных рисков



Кривая «технологического обучения» для новых АЭС



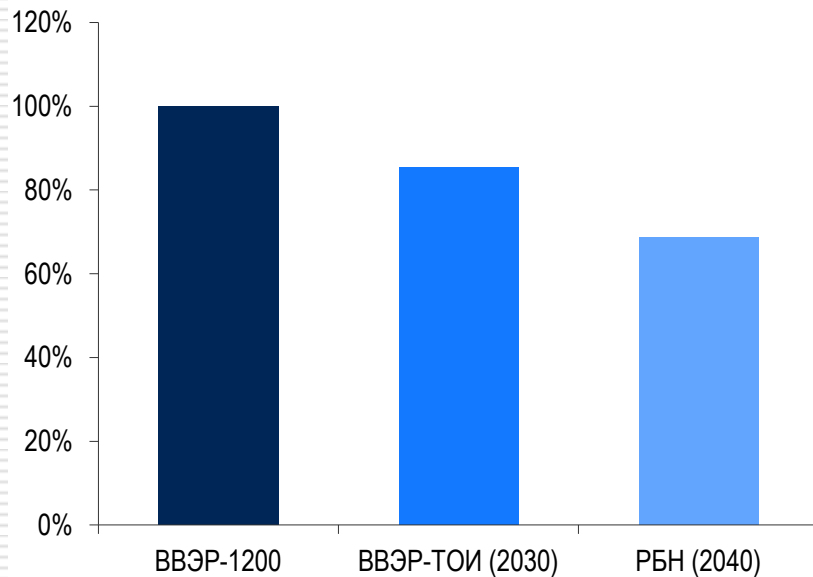
Note: kW_e = kilowatt electrical capacity.

Source: Nuclear Technology Development and Economics. 2020. Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders

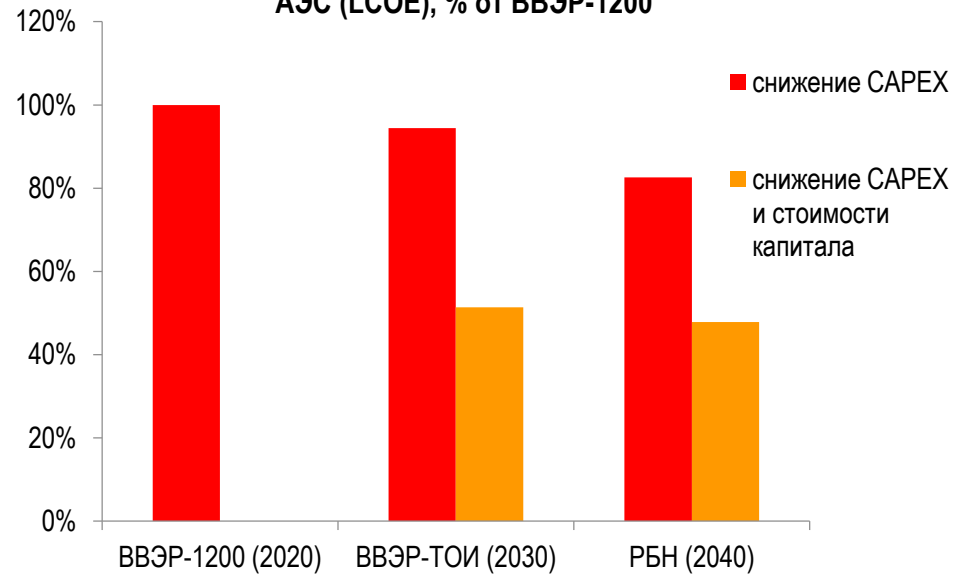
Технологии АЭС в России

- Переход к новым типам реакторов – это ключевой фактор повышения конкурентоспособности АЭС в долгосрочной перспективе
- В России реализуется долгосрочная стратегия развития АЭС на базе новых типов блоков, включая как реакторы на тепловых нейтронах (ВВЭР-ТОИ), так и на быстрых нейтронах (РБН). Это позволяет постепенно перейти к модели «замкнутого ядерного цикла»

Влияние технологических изменений на CAPEX АЭС, % от УКВ ВВЭР-1200

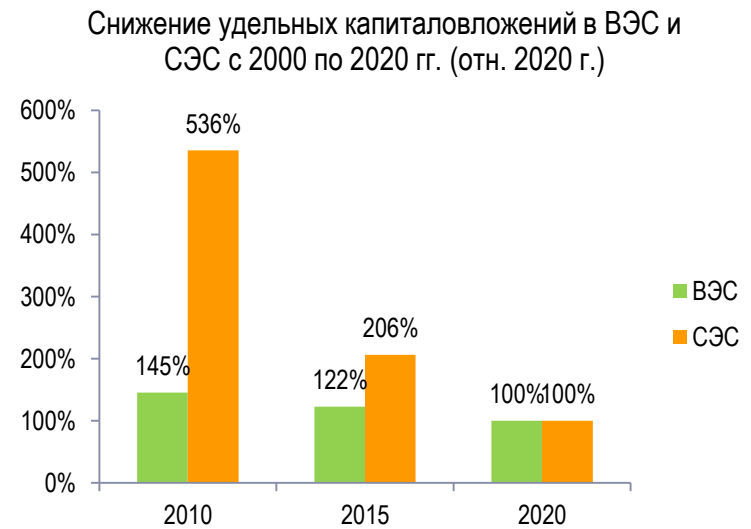
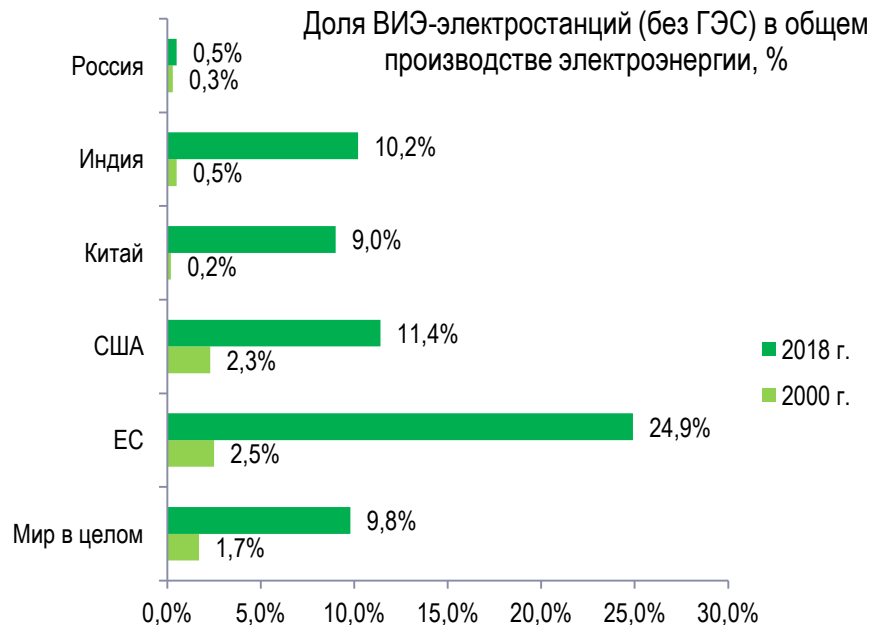


Влияние снижения стоимости строительства АЭС и капитала на стоимость производства электроэнергии на АЭС (LCOE), % от ВВЭР-1200



Технологии ВИЭ в мире

- Возрастающее влияние экологических (климатических) факторов на энергостратегии многих стран мира привело к резкому росту доли возобновляемой энергетики в структуре производства электроэнергии.
- Быстрый рост объемов инвестиций в ВИЭ-электростанции существенно ускорил НТП в этой сфере, темпы совершенствования технологий и снижения их удельных капиталовложений (CAPEX)
- Рост объемов вводимых мощностей также способствовал снижению стоимости строительства ВИЭ-электростанций за счет более быстрого технологического обучения и роста объемов производства.
- Снижение CAPEX прогнозируется и на перспективу, хотя и с затухающими темпами из-за счет повышения степени «зрелости» технологий, особенно ВЭС.

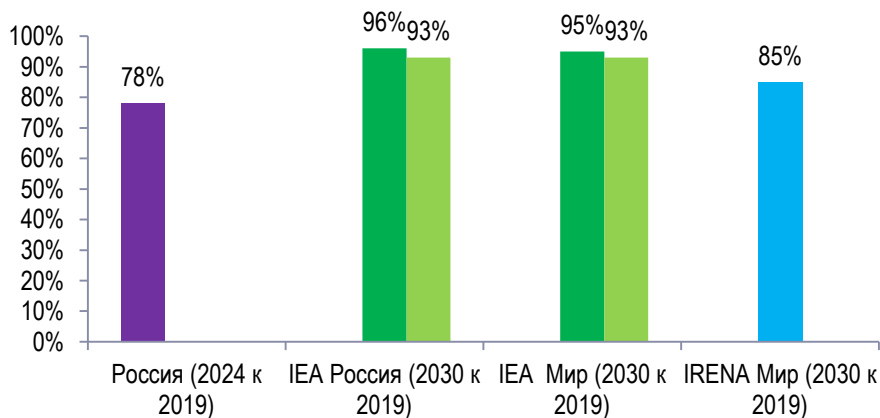


Источник: IRENA. Power Generation Cost 2020

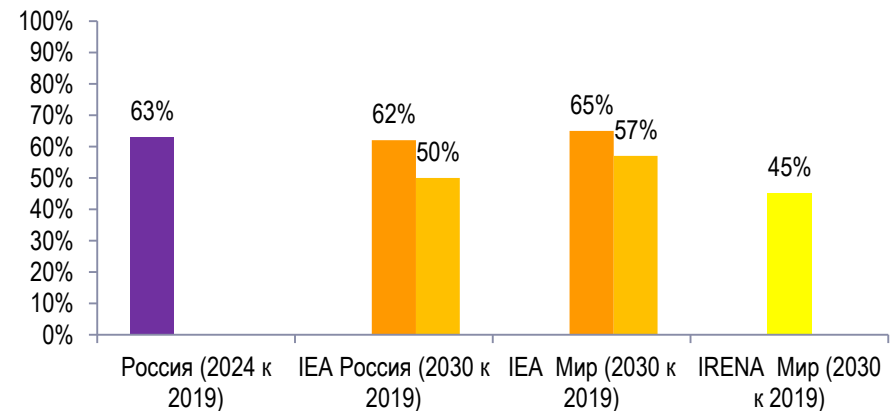
Технологии ВИЭ в России

- В России рост возобновляемой энергетики начался позже и менее интенсивно, чем в других крупных экономиках.
- Темпы снижения удельных капиталовложений (CAPEX) даже опережают самые смелые прогнозы
- В дополнение к общемировым факторам удешевления за счет НТП, эффекта от технологического обучения при растущих объемах производства существенную роль сыграл и фактор удешевления за счет интенсивной локализации производства
- Однако потенциал фактора локализации будет исчерпан по мере дальнейшего усиления требований по локализации оборудования для ВЭС и СЭС
- На долгосрочную перспективу тенденции снижения CAPEX ВИЭ-электростанций в России будут определяться, в основном, общемировыми темпами НТП и влиянием технологического обучения (к 2040 УКВ ВЭС снизятся еще на 15-20%, СЭС – на 25-45%)

Фактическое изменение CAPEX ВЭС в России в сравнении с прогнозами (отн. 2019 г.)



Фактическое изменение CAPEX СЭС в России в сравнении с прогнозами (отн. 2019 г.)



Источник: IEA. World Energy Outlook 2020, IRENA. Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, данные по России -

Примечание 1: оценки IRENA рассчитаны от прогнозного снижения LCOE на 58% для СЭС и 25% для ВЭС с учетом повышения КИУМ ВИЭ-электростанций

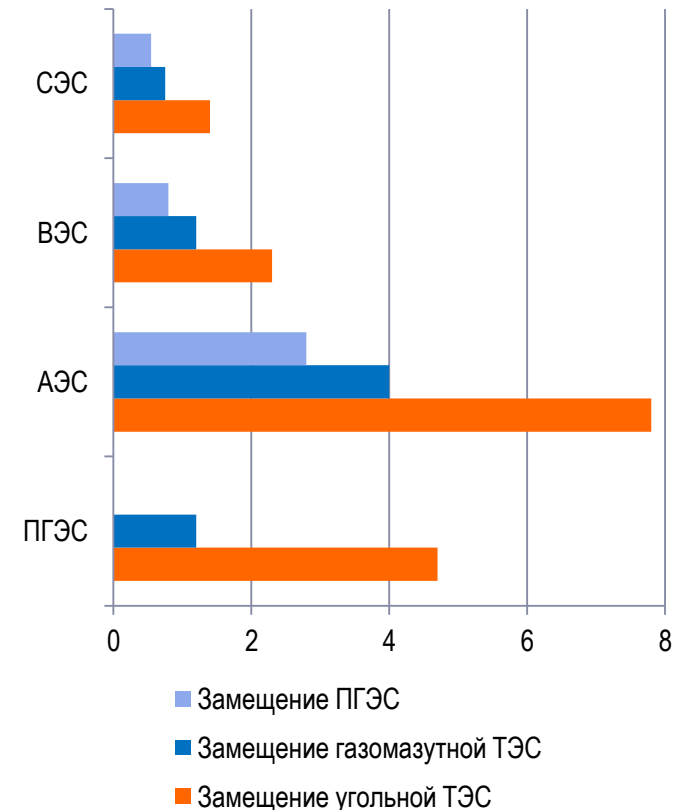
Примечание 2: изменение удельных капиталовложений для России оценено на основе предельных кап.затрат на 2019 и 2024 год, установленных Распоряжением Правительства от 08.01.2009 г. № 1-р (в редакции от 24.10.2020 г.)

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 ТЭС за счет развития АЭС, ВИЭ, ГЭС

Оценка эффективных масштабов развития АЭС в низкоуглеродных сценариях

Многоуровневая система обоснования изменений в структуре генерирующих мощностей



Сравнительная оценка конкурентоспособности энерготехнологий.

Ранжирование энерготехнологий по удельной дисконтированной стоимости производства электроэнергии (LCOE=цена безубыточности технологии за период эксплуатации)

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh (1+r)^{-t}}$$

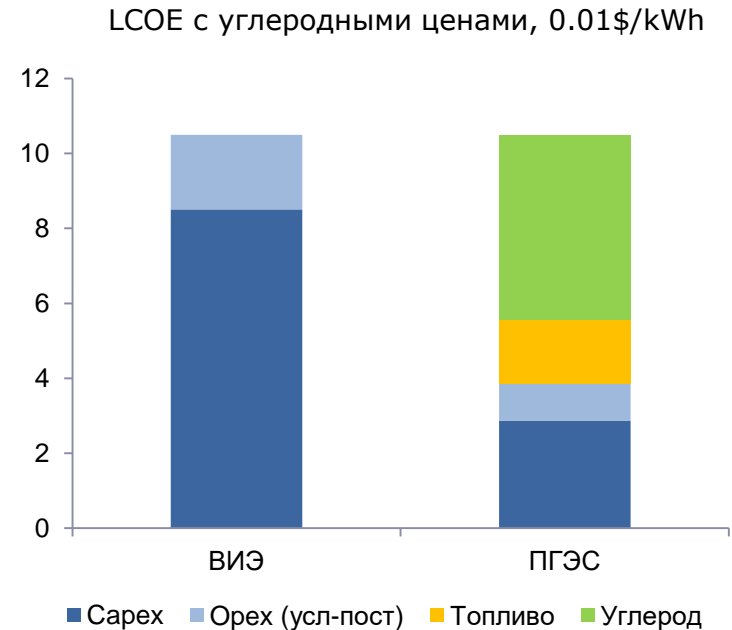
- Для ТЭЦ выполняется сравнение с отдельной схемой энергоснабжения
- Для ВИЭ могут учитываться системные затраты на обеспечение сопоставимого уровня гарантированности мощности: доп.резервы или накопитель

Оценка предельной стоимости углерода – carbon avoided costs

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

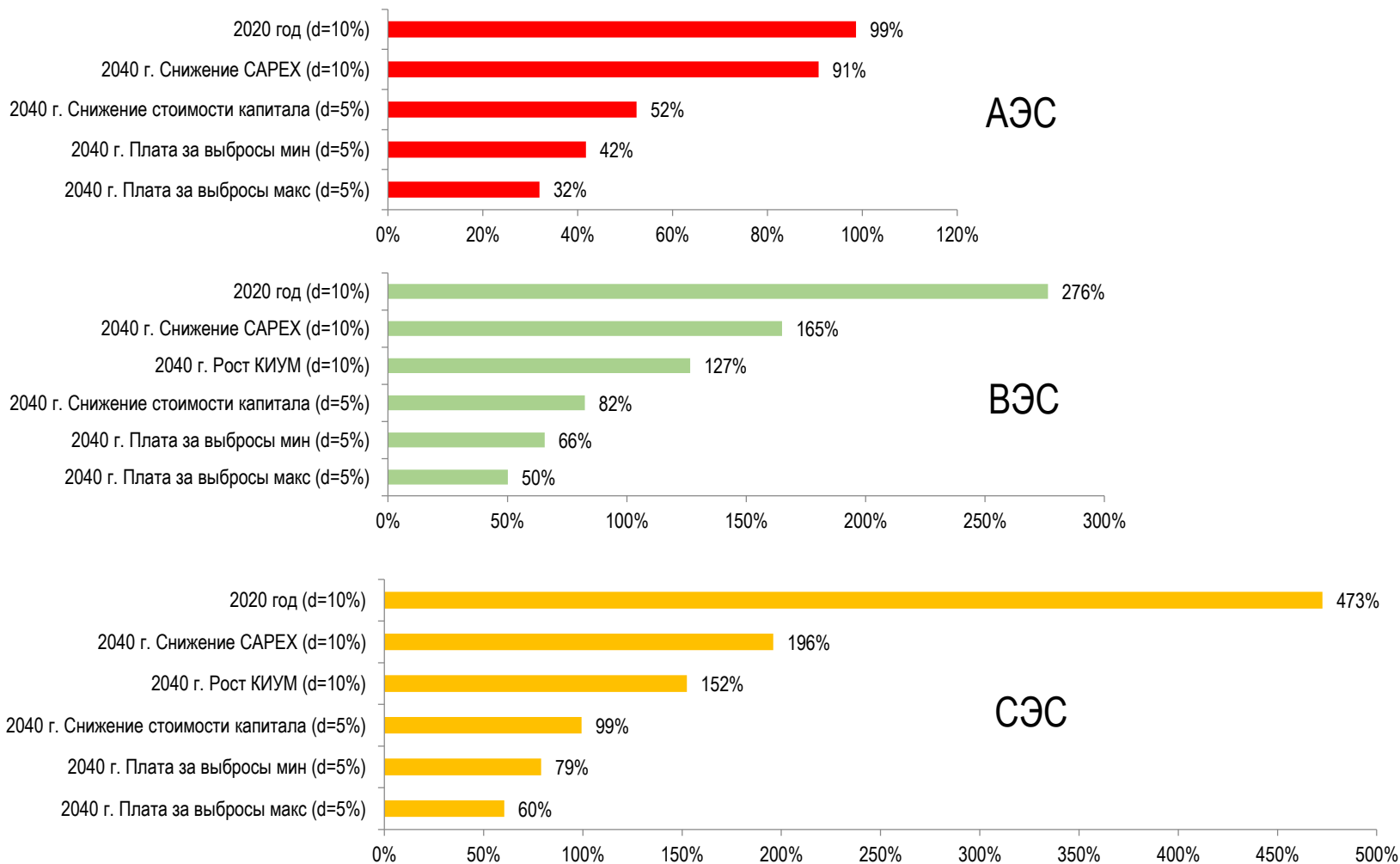
- Определяются из условия равноэффективности по LCOE с «референсной» ТЭС
- Существенно различаются от выбора «референсной» ТЭС: угольной или газовой, паротурбинной или парогазовой

Влияние углеродных цен на конкурентоспособность неуглеродных технологий



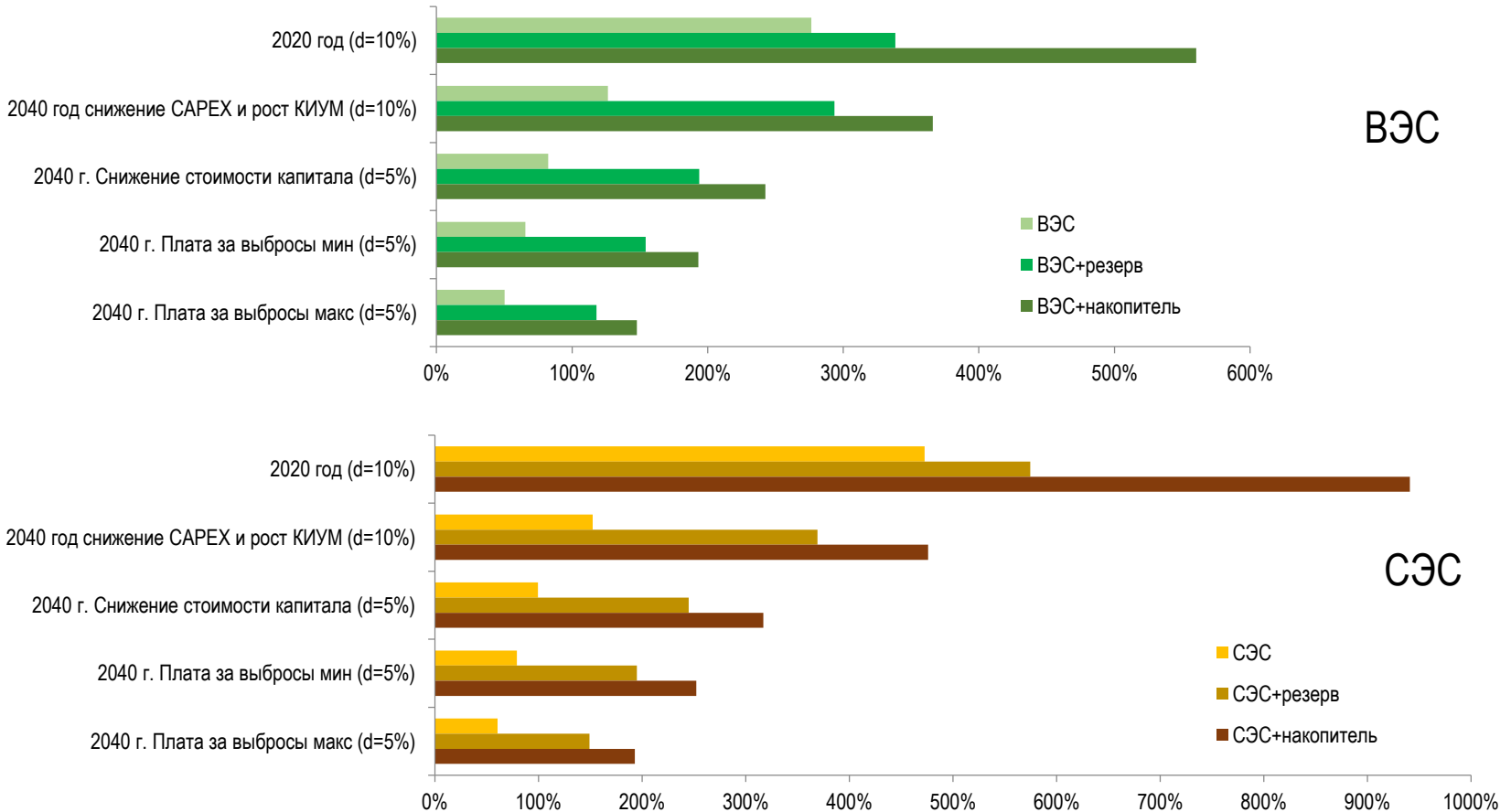
Условия межтопливной конкуренции. Потенциал повышения конкурентоспособности неуглеродной генерации

Изменение конкурентоспособности АЭС, ВЭС и СЭС при совместном влиянии факторов технологического совершенствования, удешевления капитала и введения платы за выбросы парниковых газов на ТЭС, % от LCOE ПГЭС (дисконт 10 %)



Условия межтопливной конкуренции. Потенциал повышения конкурентоспособности неуглеродной генерации

Изменение конкурентоспособности ВЭС (а) и СЭС (б) с учетом дополнительных затрат на обеспечение сопоставимого с ПГЭС уровня гарантированной доступности мощности, % от LCOE ПГЭС (дисконт 10%)



Модель развития электроэнергетики EPOS

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

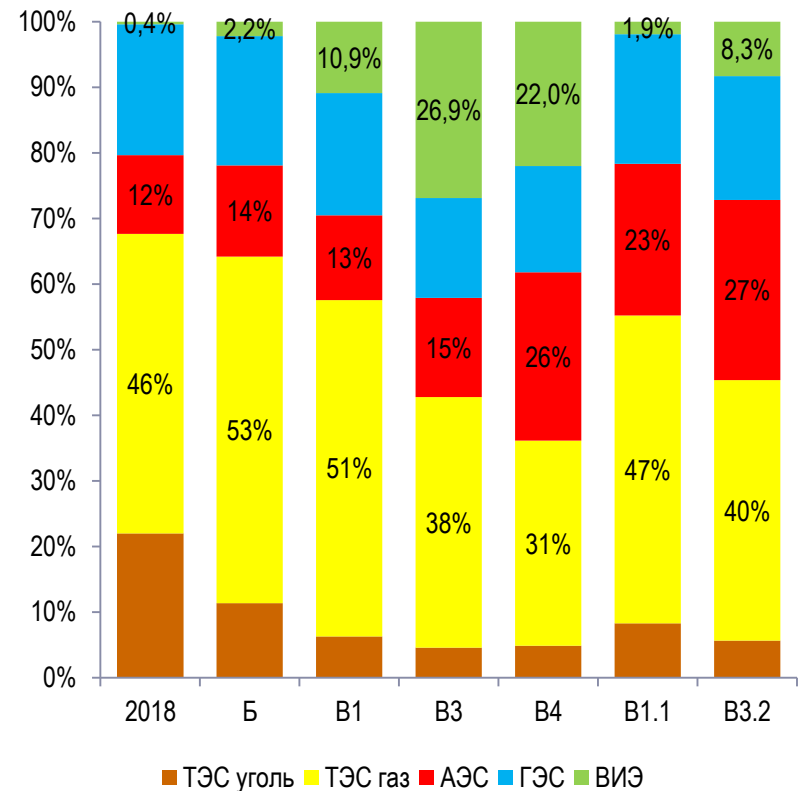
- годовые балансы по видам топлива для электростанций, увязывающие объемы производства по основным топливным базам, агрегированные транспортные потоки (сетевые для газа и радиальные для видов угля и мазута), оптимизируемые в модели объемы потребления на электростанциях и экзогенно задаваемые прогнозы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

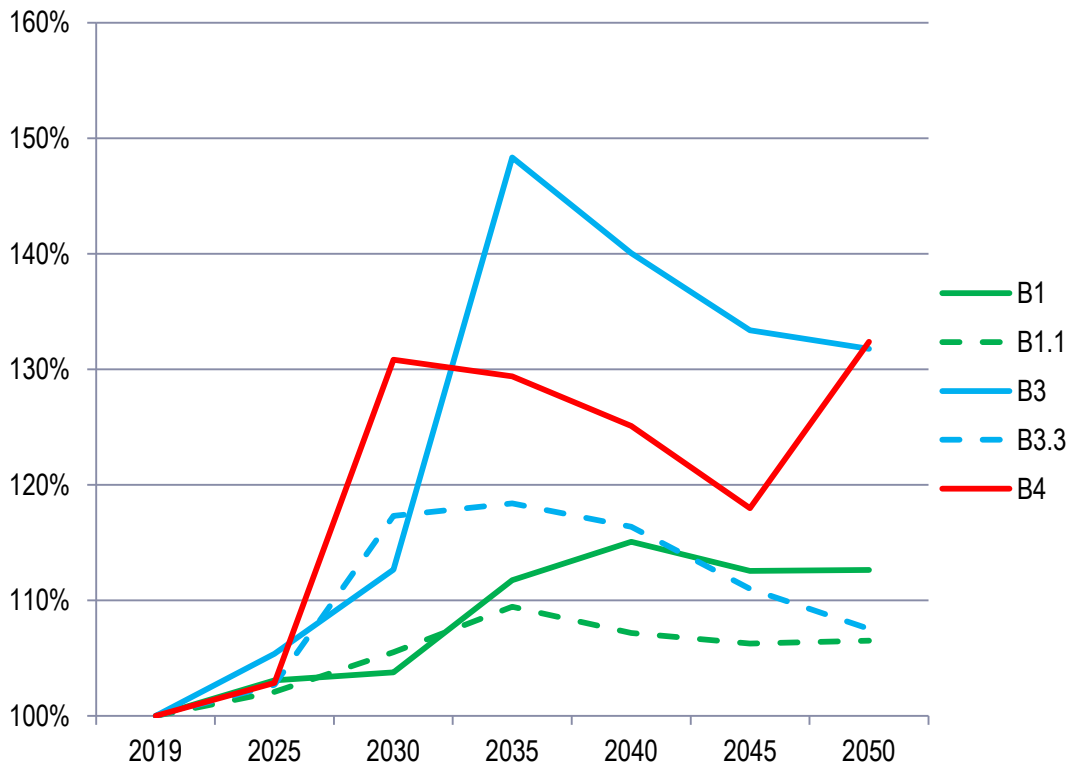
	Б	В1	В3	В4	В1.1	В3.2
Целевое ограничение объемов эмиссии CO ₂	нет	да	да	да	да	да
Ставка углеродных платежей в 2050 г., руб 2019 г./т CO ₂	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Ограничение по масштабам АЭС	да	да	да	нет	нет	нет
Достижимые выбросы CO ₂ в 2050 г., в % от 2018 г.	122	100	80	70	100	80
Углеродная интенсивность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

Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



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)

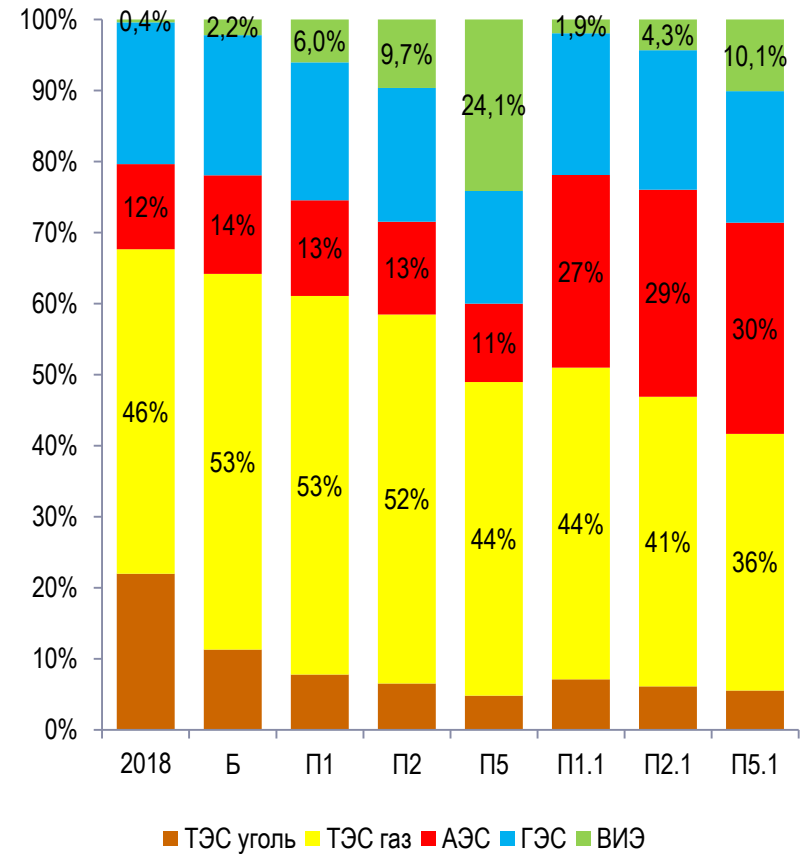


- быстрый рост инвестиционных расходов будет основным и серьезным фактором роста цен
- эффект от снижения топливных затрат будет накопленным и отложенным по времени
- более жесткие ограничения по эмиссии потребуют большего и более длительного роста цены
- негативные ценовые последствия могут быть существенно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

Сценарии изменений в структуре мощностей при введении углеродных платежей

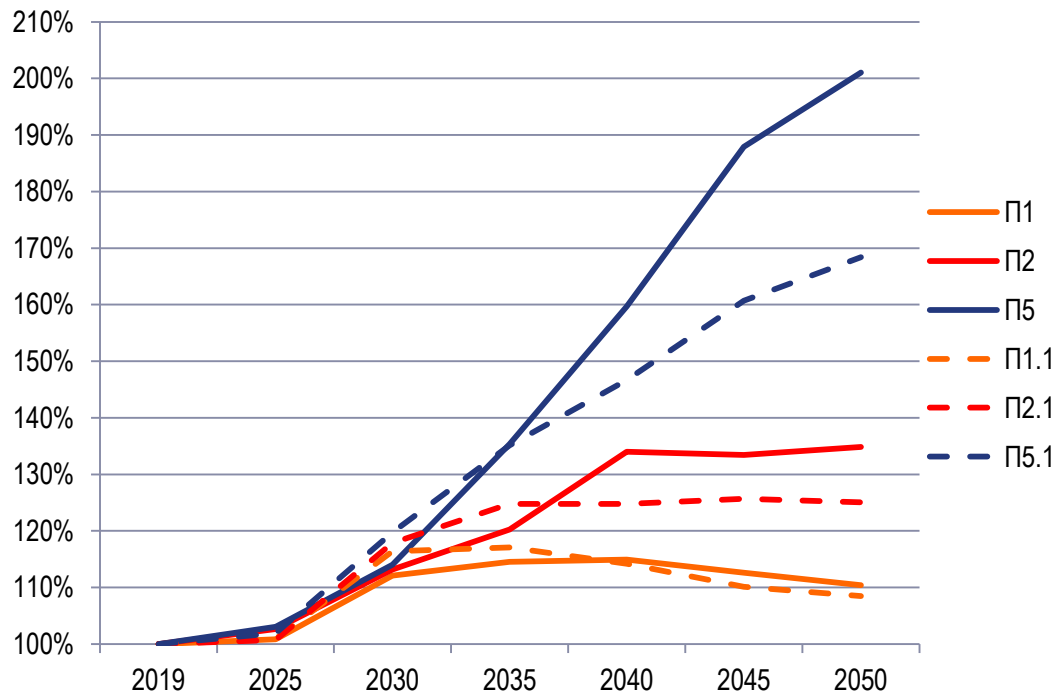
	Б	П1	П2	П5	П1.1	П2.1	П5.1
Целевое ограничение объемов эмиссии CO2	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Ставка углеродных платежей в 2050 г., руб 2019 г./т CO2	нет	1300	2600	6500	1300	2600	6500
Ограничение по масштабам АЭС	да	да	да	да	нет	нет	нет
Достигаемые выбросы CO2 в 2050 г., в % от 2018 г.	122	109	102	92	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 %							
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	-	0,29	0,69	1,63	0,27	0,72	1,54

Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



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

Институт энергетических исследований РАН

www.eriras.ru

info@eriras.ru, erifedor@mail.ru

Спасибо за внимание!