



ЧЕМ ПИТАТЬ РОССИЙСКУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ?

ИГОРЬ БАШМАКОВ

Директор Центра энергоэффективности-XXI век

Станет ли российская электроэнергетика в долгосрочной перспективе растущим рынком для ископаемых топлив? Оценка ряда как глобальных, так и российских аналитиков предрекает, что этот рынок может сокращаться не только для угля, но и для природного газа. Так ли это?

Цель данной статьи – на основе анализа результатов, полученных в ансамбле моделей российских и зарубежных мозговых центров, выяснить, есть ли в перспективе до 2050-2060 годов потенциал роста использования ископаемых видов топлива на ТЭС в России и если есть, то каков он. Проведенный анализ показал, что в перспективе до 2050-2060 годов вероятный диапазон генерации на газовых ТЭС в России можно оценить в 500-650 млрд

кВт·ч против 535 млрд кВт·ч в 2023 году. Большинство прогнозов согласны, что после 2035 г. угольная генерация будет заметно снижаться – до 75-150 млрд кВт·ч против 165 млрд кВт·ч в 2023 г. Поскольку заметного прогресса в снижении удельных расходов топлива на выработку энергии на ТЭС в большинстве сценариев не ожидается, потребление топлива будет следовать этим траекториям генерации. Однако учет технологических рис-

ков и рисков, сопряженных с ростом цен на топливо и электроэнергию, а также высоких и растущих удельных капитальных вложений в строительство новых ТЭС позволяет сделать вывод о том, что и для природного газа российская электроэнергетика в долгосрочной перспективе не станет растущим рынком.

Российская электроэнергетика является важным рынком сбыта для российской топливной промышленности. В 2000 г. на производство электрической и тепловой энергии на КЭС и ТЭЦ было использовано 274 млн тут ископаемого топлива, или 35% от его суммарного потребления. На электростанциях потреблялось 53% угля, почти 14% жидкого топлива и 38% природного газа. В 2022 г. на электростанциях было сожжено немногим больше – 287 млн тут, или 32% от суммарного потребления ископаемого топлива. На долю ТЭС по-прежнему приходилось 53% внутреннего рынка угля, доля жидкого топлива упала до 2%, а доля газа снизилась только до 37%. События последних лет – активная декарбонизация мировой экономики и санкции – существенно сжимают перспективы экспорта российского ископаемого топлива. В этих условиях взоры топливных компаний обращаются к внутреннему рынку. Однако в 2000-2022 гг. прирост использования топлива на ТЭС составил только 5%.

В Климатической доктрине РФ сформулирована задача достижения углеродной нейтральности. Ее решение возможно при движении по двум кардинально разным траекториям: Forest First (официально отраженная в Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, которая делает упор на рост стоков CO₂ в российских лесах) и Forest Last (ЦЭНЭФ-XXI, 2023; Bashmakov, 2024), которая предполагает активную декарбонизацию всех секторов экономики и торможение снижения стоков в лесах, которое в 2010-2022 гг. составляло в среднем около 46 MtCO₂экв в год, а в целом за эти годы стоки снизились на 555 MtCO₂экв, что в два раза больше годовых выбросов ПГ от ТЭС). Вопрос: есть ли в таких условиях в долгосрочной перспективе до 2050-2060 гг. потенциал роста использования ископаемых топлив на ТЭС и если есть, то каков он?

Перспективы производства энергии на тепловых электростанциях

С 2022 г. в России, а также за рубежом для России, появился спектр прогнозов долгосрочного развития энергетики в целом и электроэнергетики в частности. В порядке их появления это: ЦЭНЭФ-XXI (2022); Башмаков (2023); EIA (2023); РЭА (2024); ИНЭИ РАН (2024); IEA (2024); Консорциум 5 (2024); Правительство РФ (2025). В этих работах с разным уровнем детализации рассмотрено более 15 сценариев, охватывающих, по-видимому, весь возмож-

ный спектр прогнозов производства электроэнергии на топливных ТЭС до 2050-2060 гг. Есть еще один официальный документ – Генсхема (2025) – который, правда, имеет более короткий временной горизонт – до 2042 г. Тем не менее ниже также будет дана и его характеристика.

Официальные прогнозы Правительства РФ

Начнем анализ прогнозов в обратном порядке – с Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года. В ней отмечено, что «в вопросах развития электроэнергетики необходимо последовательно выступать за сохранение существующей структуры отрасли, основу которой составляют крупные электростанции, функционирующие в рамках Единой энергетической системы России». Приводится компактная таблица под амбициозным названием «Прогнозный топливно-энергетический баланс Российской Федерации» для разных сценариев. В ней не выделяется ни генерация по видам станций, ни потребление ими топлива. Потребление всех видов энергоресурсов в этой таблице отражено только одним показателем – «поставки на внутренний рынок». Каждая часть топлива идет в электроэнергетику – не указано. Поставки газа на внутренний рынок растиут с 496 млрд м³ в 2023 году до 602-669 млрд м³ в 2050 году, угля – с 181 до 228-232 млн тут. Такая динамика возможна только в случае заметного увеличения их использования в электроэнергетике. Отчасти потребление растет за счет показанной в Энергетической стратегии динамики удельного расхода топлива (УРУТ) на выработку электрической энергии. Этот показатель растет с 248 гут/кВт·ч в 2023 г. до 263 гут/кВт·ч в 2030 г. и только потом снижается до 239 гут/кВт·ч, или лишь на 9% за 27 лет.

Принятая в самом конце 2024 года Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года дает прогнозные оценки как генерации на топливных станциях, так и потребления ими топлива. Не очень понятно, почему в этом документе тепловые электростанции показаны вместе с геотермальными. Выработка на последних ограничена, поэтому указанные в таблице величины для показателя «тепловые электростанции, геотермальные электростанции» в основном представляют генерацию на тепловых станциях (см. табл. 1).

Анализ данных Генеральной схемы позволяет сформулировать следующие выводы:

- доля ТЭС в суммарной генерации снижается на 5,3% к 2042 г. в основном за счет их вытеснения АЭС, доля которых растет на 5,1%. Небольшой рост доли ВЭС и СЭС только компенсирует снижение вклада ГЭС;
- доля газовых ТЭС снижается на 2%, но генерация на них абсолютно растет на 22%;
- доля угольных ТЭС снижается на 3,1%, а генерация на них остается на уровне 2023 г.;

- потребность ТЭС в топливе растет к 2042 г. на 10% от уровня 2023 г.; потребность в газе также растет на 10%, а в угле снижается на 6%;
- эффективность генерации электрической и тепловой энергии на ТЭС замораживается на 21 год.

При характеристике сценарных условий прогноза в Генеральной схеме указано, что они определены на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года. Однако этот прогноз Минэкономики России давно не обновлялся. В Энергетической стратегии даны только качественные характеристики сценарных условий: темпы роста ВВП до 2030 г. выше

средних для развитых стран, а до 2050 г. – равны среднемировым или выше их; сохранение в целом численности населения России на уровне 2023 года и долговременный характер введенных санкций. Отсутствие количественных значений осложняет анализ влияния отдельных факторов на динамику производства энергии на тепловых электростанциях.

Прогнозы институтов РАН

Следующая группа прогнозов сформирована в рамках работ по важнейшему инновационному проекту государственного значения (ВИП Г3) в отчете состоящего

Табл. 1. Структура производства электрической энергии по электроэнергетической системе России – Генсхема

	2023 год (факт)		2036 год		2042 год	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Электроэнергетическая система России, всего	1149983,6	100	1404842,6	100	1463857	100
атомные электростанции	217696,7	18,9	279939,2	19,9	350824,2	24
гидроэлектростанции	200698,6	17,4	211004,8	15	216788,8	14,8
гидроаккумулирующие электростанции	1919,8	0,2	7782,5	0,6	7782,5	0,5
тепловые электростанции, геотермальные электростанции	720662,1	62,7	869635,9	61,9	840879,7	57,4
газ	534724,4	46,5	647606,1	46,1	651400,9	44,5
уголь	165008,8	14,3	196901,6	14	164317,2	11,2
прочее	20928,9	1,8	25128,2	1,8	25161,6	1,7
ветроэлектрические станции, солнечные электростанции	9006,4	0,8	36480,2	2,6	47581,8	3,3

Потребность тепловых электростанций в топливе¹ (тыс. т у.т.)

Всего	3051138	100,0	348037	100,0	333836	100,0
газ	224401	73,5	248333	71,4	246147	73,7
нефтепродукты	3975	1,3	1726	0,5	1634	0,5
торф	127	0,04	65	0,02	65	0,02
прочее топливо	3385	1,1%	17342	5,0	17291	5,2
уголь	73225	24,0	80571	23,2	68699	20,6

Выбросы ПГ от электростанций, функционирующих на основе использования органического топлива

	2021 год (факт)	2036 год		2042 год	
			прирост ²		прирост**
Всего, тыс. тCO₂	573	689	20,2%	652	13,8%
на единицу приведенной энергии ³ (гCO ₂ /кВт·ч)	406	424	4,4%	408	0,5%
на единицу электроэнергии (гCO ₂ /кВт·ч)	838	788	-6,0%	775	-7,5%
на единицу топлива (тCO ₂ /т)	1963	1979	0,8%	1952	-0,6%

1) Данные за 2023 г. даны по данным формы 4-ТЭР, поскольку в Генсхеме они не приведены.

2) По отношению к 2021 году.

3) Сумма электрической и тепловой энергии, приведенная к единицам электрической энергии.

Источник: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года

Табл. 2. Консорциум 5. Целевой сценарий. Производство электроэнергии, потребление топлива и удельные выбросы

Показатели	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Производство всего, млрд кВт·ч	1121	1090	1159	1189	1268	1404	1567	1982	2397
ТЭС	714	656	715	744	793	838	875	911	744
ТЭС-Природный газ	536	491	543	552	601	656	706	782	641
ТЭС-Уголь	156	143	148	167	167	156	144	104	77
ТЭС-Прочие топлива	22	22	23	25	25	25	25	26	26
ГЭС	197	214	216	209	220	251	273	334	390
АЭС	209	216	223	223	235	272	342	484	706
ВИЭ	2	4	6	12	20	44	76	252	557
ВЭС	0	1	3	8	14	30	53	176	379
СЭС	1	2	2	4	5	14	23	75	178
ГеоЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Использование топлива на производство электрической и тепловой энергии, тыс. тут, в т.ч.:	371,6	374,4	402,1	388,9	403	406,4	423,5	425	357,6
Природный газ	279,7	287,9	311,6	293,3	308,5	320,7	347,1	375,3	321,8
Твердые топлива	82,0	77,3	81,3	84,1	84,0	76,0	67,0	41,4	29,0
Нефтепродукты	9,9	9,2	9,2	11,5	10,5	9,7	9,4	8,3	6,8
Удельный расход топлива, 2019 = 100, в т.ч.:									
Удельный расход газа на выработку электроэнергии	100	100	103	104	103	102	100	97	93
Удельный расход угля на выработку электроэнергии	100	99	96	96	95	94	93	90	86
Удельный расход топлива на выработку тепла на электростанциях	100	100	101	101	100	99	98	97	95
Удельные выбросы CO ₂									
Электроэнергия, гCO ₂ экв/кВт·ч	358,2	337,5	344,5	356,4	351,3	324,7	294,8	225,9	145,4
Тепло, тCO ₂ экв/Гкал	300,2	303,2	304,8	303,9	300,6	294,3	284,5	264,5	254,6
Тепло от электростанций, тCO ₂ экв/Гкал	291,5	293,5	292,9	289,7	289,3	282,8	274,8	255,6	245,8
Тепло от котельных, тCO ₂ экв/Гкал	308,9	312,4	316,2	318,3	313,5	307,7	296,0	275,0	266,2

Источник: Консорциум 5. 2024

из институтов РАН Консорциума 5 «Экономика климата» под длинным названием «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня». ИНП РАН координировал работу Консорциума 5, куда входят еще пять институтов: ИНЭИ РАН, ИМЭМО РАН, ИСЭМ СО РАН, ИЭОПП СО РАН и ОИВТ РАН. В этой работе в каче-

стве основных рассматриваются Инерционный и Целевой сценарии, а кроме того еще несколько вспомогательных сценариев.

В Целевом сценарии (см. табл. 2):¹

- генерация электроэнергии на ТЭС на всем периоде выше уровня 2021 г. Она выходит на пик – 911 млрд кВт·ч в 2050 г. – и только потом снижается, оставаясь в 2060 г. на 4% выше значения 2021 г.;
- газовая генерация не выходит на пик вплоть до 2060 г., а угольная выходит в 2025-2030 годах;
- использование ископаемого топлива на производство электрической и тепловой энергии растет к 2050 году до уровня, который на 6% выше значения 2021 года;

¹ Близкие оценки даны в Широв А.А. и А.Ю. Колпаков (2023).

Табл. 3. Консорциум 5. Инерционный сценарий. Производство электроэнергии, потребление топлива и удельные выбросы

Показатели	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Производство всего, млрд кВт·ч	1121	1090	1159	1187	1260	1354	1452	1623	1750
ТЭС	714	656	715	742	792	836	892	986	1055
ТЭС-Природный газ	536	491	543	550	600	647	709	820	916
ТЭС-Уголь	156	143	148	167	167	164	157	141	114
ТЭС-Прочие топлива	22	22	23	25	25	25	25	25	25
ГЭС	197	214	216	209	220	242	250	273	285
АЭС	209	216	223	223	229	249	275	308	333
ВИЭ	2	4	6	12	19	27	36	56	77
ВЭС	0	1	3	8	14	20	27	43	60
СЭС	1	2	2	4	5	7	8	13	17
ГеоЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Использование топлива на производство электрической и тепловой энергии, тыс. тут, в т.ч.:	371,6	374,4	402,1	388,4	403,9	410,3	438,9	468,6	477,3
Природный газ	279,7	287,9	311,6	292,8	306,9	317,6	344,8	378,9	397,6
Твердые топлива	82,0	77,3	81,3	84,1	85,9	81,8	82,7	78,1	68,5
Нефтепродукты	9,9	9,2	9,2	11,5	11,1	10,9	11,4	11,6	11,2
Удельный расход топлива, 2019 = 100, в т.ч.:									
Удельный расход газа на выработку электроэнергии	100	100	103	104	103	102	101	99	97
Удельный расход угля на выработку электроэнергии	100	99	96	96	95	94	93	92	90
Удельный расход топлива на выработку тепла на электростанциях	100	100	101	101	100	99	99	97	96
Удельные выбросы CO ₂									
Электроэнергия, гCO ₂ экв/кВт·ч	358,2	337,5	344,5	356,2	352,9	339,8	329,9	312,0	295,5
Тепло, тCO ₂ экв/Гкал	300,2	303,2	304,8	303,9	303,4	299,5	298,5	294,8	291,1
Тепло от электростанций, тCO ₂ экв/Гкал	291,5	293,5	292,9	289,7	291,7	286,1	284,3	280,6	276,9
Тепло от котельных, тCO ₂ экв/Гкал	308,9	312,4	316,2	318,3	316,5	314,6	314,8	311,0	307,3

Источник: Консорциум 5. 2024

- использование природного газа на производство электрической и тепловой энергии растет к 2050 г. до уровня, который на 21% выше значения 2021 г.;
- УРУТ на газовых ТЭС растет и только к 2040 г. возвращается на уровень 2021 г. К 2060 г. он оказывается только на 7% ниже значения 2021 г.;
- использование твердых топлив (в основном угля) на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2025-2030 гг., а к 2060 г. оно падает на 65% от пикового значения;
- УРУТ на угольных ТЭС устойчиво снижается на 14% к 2060 г.;
- использование нефтепродуктов на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2025 г. и затем медленно снижается к 2060 г.

В Инерционном сценарии (см. табл. 3):

- генерация электроэнергии на ТЭС устойчиво растет и к 2060 г. на 48% превышает уровень 2021 г.;
- газовая генерация к 2060 г. растет на 69%;
- угольная генерация выходит на пик к 2040 г., а затем снижается и в 2060 г. она на 23% ниже уровня 2021 г.;
- использование ископаемого топлива на производство электрической и тепловой энергии растет к 2060 г. до уровня, который на 19% выше значения 2021 г.;
- использование природного газа на производство электрической и тепловой энергии растет на 28% к 2060 г.;
- УРУТ на газовых ТЭС только к 2040 г. возвращается к уровню 2021 г. К 2060 г. он оказывается лишь на 3% ниже значения 2021 г.;

Рис. 1. ИНЭИ РАН. Генерация электроэнергии по видам, млрд кВт·ч



Источник: ИНЭИ РАН. 2024

- использование твердых топлив (в основном угля) на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2030 г., а к 2060 г. оно сокращается на 19% от пикового значения;
- УРУТ на угольных ТЭС устойчиво снижается – на 10% к 2060 г.;
- использование нефтепродуктов на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2030 г. и затем медленно снижается к 2060 г.

Согласно прогнозам ИНЭИ РАН, до 2050 года в России не будет декарбонизации электроэнергетики: во всех сценариях топливная генерация растет. ИНЭИ РАН (2024) дает оценки генерации на ТЭС до 2050 г. для трех сценариев (см. табл. 4). Их сравнение с оценками Консорциума 5, в состав которого ИНЭИ РАН входит, показывает «родовую» связь. Угольная генерация в 2050 г. только в сценарии Ключ ниже уровня 2021 года (см. табл. 4 и рис. 1). В двух других сценариях она растет.

Табл. 4. ИНЭИ РАН. Генерация электроэнергии по видам, млрд кВт·ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	9	6	4	-2,3	6	4	-2,4	6	4	-2,5
Газ	548	594	605	0,3	620	684	0,8	630	683	0,8
Уголь	154	162	156	0,1	170	173	0,4	157	142	-0,3
Всего ископаемые топлива	711	762	765	0,3%	796	861	0,7%	793	829	0,5%
Атомная энергия	223	240	265	0,6	251	291	0,9	280	355	1,6
Гидроэнергия	216	229	233	0,3	232	241	0,4	237	251	0,5
Биоэнергия	4	5	5	1	5	5	1,1	5	6	1,2
Солнечная энергия	2	5	11	5,8	4	8	4,6	10	26	8,8
Ветровая энергия	4	9	21	6,3	7	13	4,6	19	61	10,3
Прочие ВИЭ	0	1	1	3	1	1	3,4	1	1	3,8
Всего	1159	1249	1303	0,4	1295	1422	0,7	1344	1528	1

Источник: ИНЭИ РАН. 2024

Табл. 5. РЭА. Использование ископаемого топлива на производство электроэнергии, тыс. тнэ

	2020	2030	2040	2050	2050 г. от уровня 2020 г.
Все как встарь					
Жидкие топлива	5721	6057	6432	4826	84%
Природный газ	217318	218537	221257	216922	100%
Уголь	92223	85197	82444	73887	80%
Всего ископаемые топлива	315262	309791	310133	295635	94%
Рациональный технологический выбор					
Жидкие топлива	5721	1809	125	0	0%
Природный газ	217318	211275	202079	174881	80%
Уголь	92223	68632	43038	25406	28%
Всего ископаемые топлива	315262	281716	245242	200287	64%
Чистый ноль					
Жидкие топлива	5721	11590	2779	0	0%
Природный газ	217318	180394	127276	77614	36%
Уголь	92223	31449	37898	46278	50%
Всего ископаемые топлива	315262	223433	167953	123892	39%

Источник: РЭА. 2024

Прогнозы РЭА

Ни в одном из сценариев РЭА потребление ископаемого топлива на цели генерации электроэнергии до 2050 г. не растет. В работе РЭА (2024) не приводятся данные о прогнозах выработки электроэнергии на ТЭС, но даются прогнозы потребления ископаемого топлива на ТЭС по основным видам (см табл. 9.5). Даже в сценарии Все как встарь суммарное потребление топлива на ТЭС снижается, и только потребление природного газа остается на уровне 2020 г. В сценариях Рациональный технологический выбор и Чистый ноль предусмотрена декарбонизация электроэнергетики. В сценарии Рациональный технологический выбор потребление ископаемого топлива на ТЭС снижается к 2050 г. на 36%, а в сценарии Чистый ноль – на 61% (см. табл. 5).

Прогнозы ЦЭНЭФ-XXI

На общей картине прогнозов выделяются траектории, описанные в работах ЦЭНЭФ-XXI. В них решается задача достижения углеродной нейтральности для трех наборов сюжетных линий – «три четверки» (Башмаков, 2023), – охватывающих резко расширяющуюся зону неопределенности:

- 4S – Stagnation, Sanctions, Self-Sufficiency. Его можно также назвать Forward-to-the-Past (как аллюзия к

«Back-to-the-Future»). Этот сценарий моделируется не как BAU, а как контрольный (reference) сценарий;

- 4D – Development Driven by Decarbonization and Democratization – открывает дверь для возврата в мировую экономику;
- 4F – Fossil Fuels for Feedstock – базируется на сценарии 4D и допускает более широкое использование ресурсов ископаемого топлива для неэнергетических целей, включая производство низкоуглеродного водорода и аммиака.

Во всех сценариях к 2060 году энергосистема еще не становится полностью декарбонизированной, но доля источников с низкими и нулевыми выбросами углерода заметно увеличивается с нынешних 40% до 67-85%. Во всех сценариях к 2060 году генерация на ТЭС заметно снижается – до 457 млрд кВт·ч в сценарии 4S; 195 млрд кВт·ч в сценарии 4D и до 390 млрд кВт·ч в сценарии 4F, – равно как и объемы использования ископаемого топлива при производстве электроэнергии.

Прогнозы МЭА

Прогнозы агентства относительно декарбонизации электроэнергетики России лишь немногим менее пессимистичны, чем прогнозы РАН. В сценарии «Действующие меры политики» доля генерации на угольных и газовых ТЭС снижается, абсолютные объемы выходят на пик к

Табл. 6. МЭА. Выработка электроэнергии на угольных и газовых ТЭС в России, млрд кВт·ч

	2010	2022	2023	Stated Policies			Announced Pledges		
				2030	2035	2050	2030	2035	2050
Угольные ТЭС	166	188	196	186	187	166	162	153	124
Газовые ТЭС	521	519	529	582	593	609	575	563	528
ТЭС на угле и газе	687	707	725	768	780	775	737	716	652
Всего генерация	1036	1149	1163	1223	1279	1397	1201	1247	1404
Доля топливных ТЭС, %	66,3%	61,5%	62,3%	62,8%	61,0%	55,5%	61,4%	57,4%	46,4%
Выбросы от производства электро – и теплоэнергии (МтCO ₂)	892	806	833	808	799	726	754	709	594

Источник: IEA. 2024

2035 г. и остаются там до середины века, поскольку некоторое снижение генерации на угольных ТЭС компенсируется ее ростом на газовых. В сценарии Объявленные меры политики доля ТЭС на ископаемом топливе (без учета неф-

тепродуктов) снижается до 46% в 2050 г., а абсолютное значение генерации в том же году снижается на 10% (см. табл. 6). В сценарии МЭА Net Zero географическая структура не представлена, и поэтому Россия не выделяется.

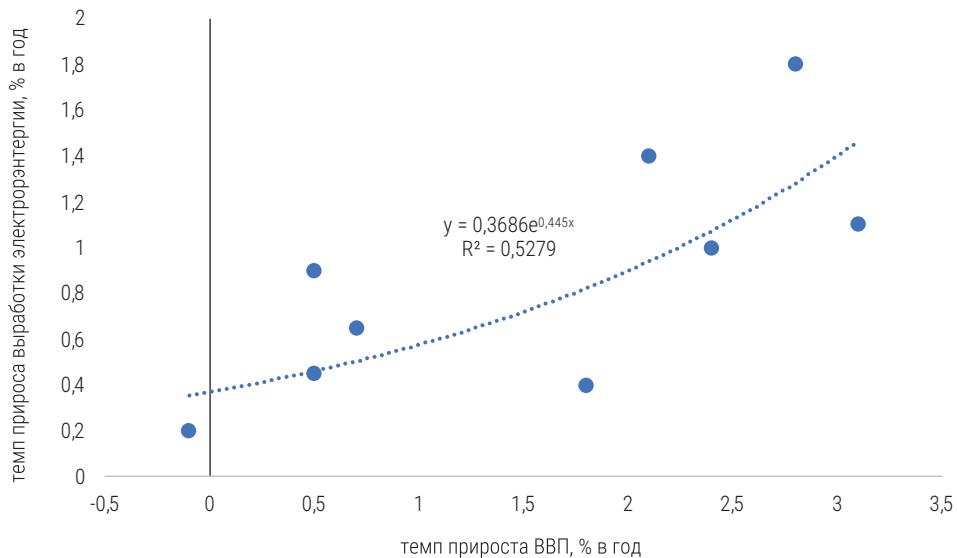
Табл. 7. МЭА США. Выработка электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе в России, млрд кВт·ч

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Среднегодовые темпы роста, 2022–2050
ТЭС на газе								
Reference case	499	502	589	661	716	771	823	1,8%
High Oil Price case	499	504	592	663	722	779	843	1,9%
Low Oil Price case	499	502	586	660	716	769	823	1,8%
High Economic Growth case	499	509	623	725	825	900	1 016	2,6%
Low Economic Growth case	499	502	543	591	604	616	629	0,8%
High Zero-Carbon Technology Cost case	499	502	588	661	714	771	832	1,8%
Low Zero-Carbon Technology Cost case	499	502	589	662	717	773	824	1,8%
ТЭС на угле								
Reference case	184	186	148	122	121	121	121	-1,5%
High Oil Price case	184	188	148	123	121	121	121	-1,5%
Low Oil Price case	184	186	148	122	121	121	121	-1,5%
High Economic Growth case	184	188	152	129	150	188	188	0,1%
Low Economic Growth case	184	185	148	121	121	121	121	-1,5%
High Zero-Carbon Technology Cost case	184	187	148	122	121	121	121	-1,5%
Low Zero-Carbon Technology Cost case	184	187	148	122	121	121	121	-1,5%
ТЭС на жидким топливе								
Reference case*	17	16	6	2	2	1	1	-10,6%

* одна траектория для всех сценариев

Источник: EIA. 2023

Рис. 2. Зависимость прогнозных темпов роста производства электроэнергии в России от темпов роста ВВП



Источник: построено автором по данным: Генсхема (2024); Консорциум 5 (2024); ИНЭИ РАН (2024); Башмаков (2023); IEA (2024); EIA DOE (2023)

Прогноз Министерства энергетики США

В этом документе генерация на газовых ТЭС заметно растет во всех сценариях. Оценки генерации электроэнергии на ТЭС России (угольных, газовых и на жидким топливом) до 2050 г. в этой работе даны для шести сценариев (см. табл. 7). В сценарии Быстрого экономического роста она достигает 1016 млрд кВт·ч, несмотря даже на то, что исходное значение за 2022 г. заметно ниже указываемого в российских источниках. Это самое высокое значение из всех имеющихся прогнозных оценок. Генерация на угольных ТЭС во всех сценариях снижается до 2035 г., а затем в пяти из шести сценариев остается замороженной на уровне 121 млрд кВт·ч до 2050 г., а в сценарии Быстрого экономического роста возвращается к уровню 2025 г. – 188 млрд кВт·ч. Генерация на жидком топливе падает до 1 млрд кВт·ч к 2050 г. независимо от сценария.

Основные факторы, определяющие перспективную динамику потребления и производства электроэнергии на топливных ТЭС России

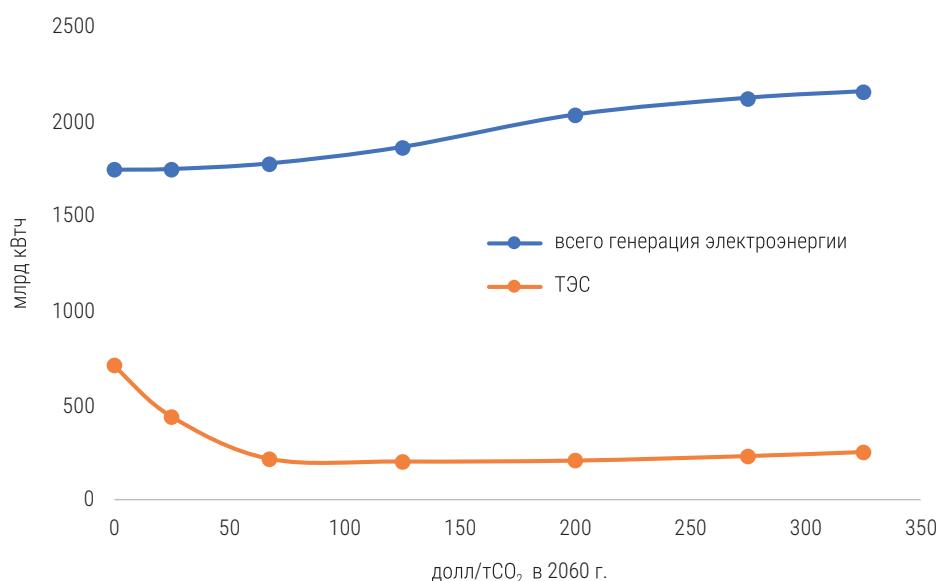
- Основные факторы включают в себя:
- масштабы экономической активности, как правило, отражаемые показателем роста ВВП;
 - структурные сдвиги в экономике, отражающие влияние различий в скорости развития отдельных видов экономической активности с разными параметрами электроемкости;

- повышение эффективности использования электроэнергии у конечных потребителей;
- процессы электрификации в разных секторах (в промышленности, на транспорте, в зданиях);
- повышение энергоэффективности на источниках топливной генерации за счет внедрения нового оборудования с высокими КПД – ПГУ, угольные ТЭС на сверхкритических параметрах пара и др.;
- структурные сдвиги в топливном балансе электроэнергетики за счет:
 - реализации программ развития бестопливной генерации (АЭС, ГЭС, СЭС, ВЭС, ГеоТЭС, БиоТЭС и др.);
 - роста цен на электроэнергию на ископаемом топливе, в т.ч. за счет введения механизмов с ценой на углерод;
 - снижения затрат на генерацию электроэнергии на ВИЭ как за счет мер по ее субсидированию, так и за счет технического прогресса и эффекта масштаба;
- различия в подходах к моделированию перспектив развития электроэнергетики.

Параметры экономической активности

Зависимость темпов роста потребления электроэнергии от темпов роста ВВП для России нетривиальна: чем выше темпы роста ВВП, тем – за счет структурных сдвигов и повышения энергоэффективности – больше отставание роста электропотребления. Напротив, при низких темпах роста экономики потребление электроэнергии может расти так же, как ВВП, или даже его обгонять (см. рис. 2). В большинстве прогнозов можно оценить только суммарный эф-

Рис. 3. Зависимость прогнозных оценок производства электроэнергии в России в 2060 г. от цен на углерод в прогнозах Консорциума 5



Источник: построено автором по данным: Консорциум 5 (2024)

фект темпов роста ВВП, структурных сдвигов и повышения энергоэффективности. В Инерционном сценарии Консорциума 5 ВВП до 2060 г. растет на 3,1% в год, а электропотребление – на 1,1%, то есть коэффициент эластичности равен 0,34. В Целевом сценарии соответствующие параметры равны 2,8%, 1,8% и 0,63. В прогнозе ИНЭИ РАН ВВП до 2050 года растет на 1,8-2,4% в год, а электропотребление – на 0,4-1% в год, то есть коэффициент эластичности равен 0,22-0,48. Разница в темпах роста экономики дает диапазон прогноза на 2050 г. 1303-1523 млрд кВт·ч, или разрыв в 17% (см. рис. 1). В сценариях 4D и 4S прогноза ЦЭНЭФ-XXI ВВП до 2060 года растет на 0,5% в год, а электропотребление – на 0,9% и на 0,45% соответственно, то есть коэффициент эластичности равен 0,9-1,8.

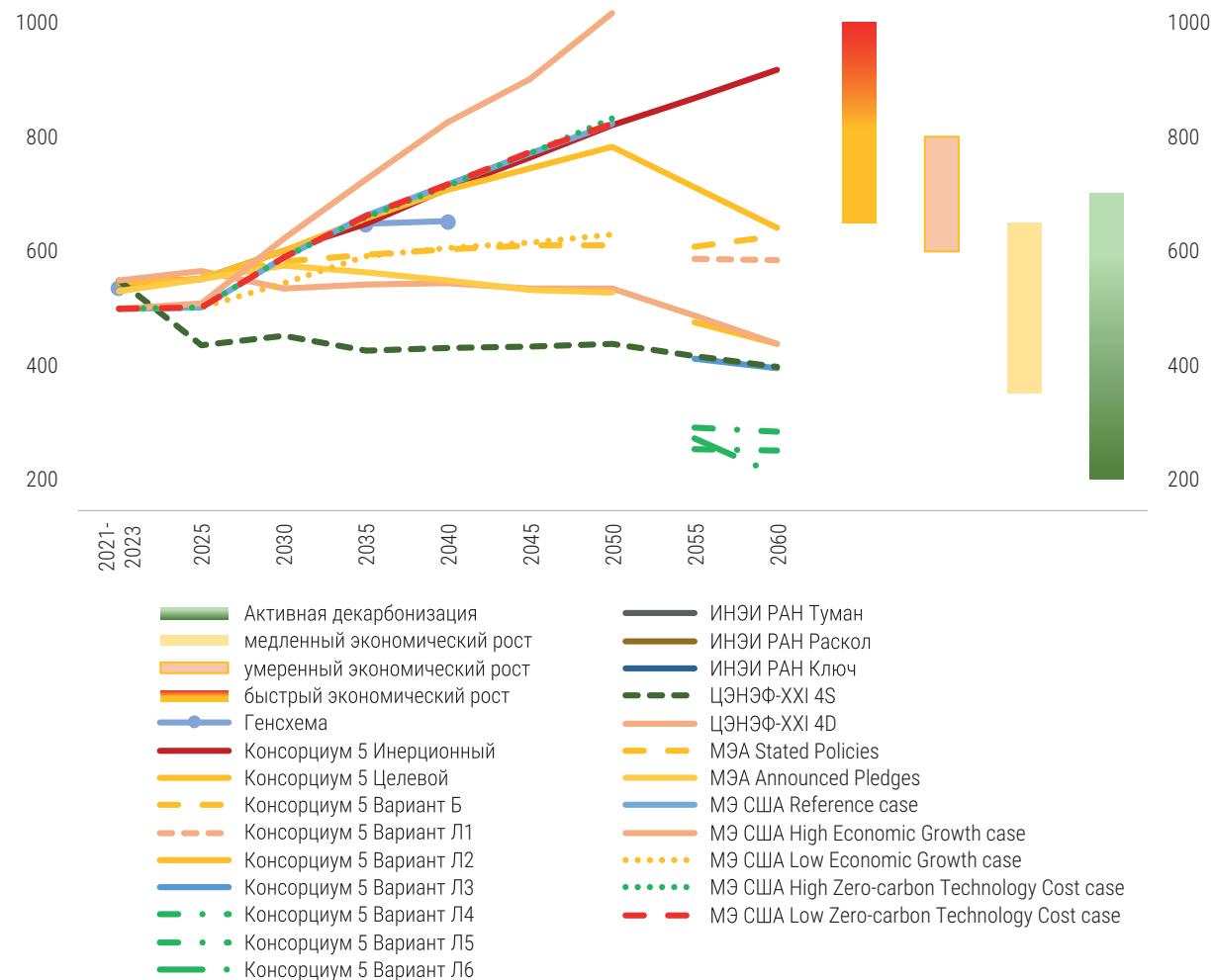
В прогнозе МЭА темп роста ВВП до 2050 г. равен 0,7%, а потребления электроэнергии – 0,65%. Коэффициент эластичности почти равен 1. В прогнозе МЭСША явно выделены сценарии с высокими и низкими темпами экономического роста. В первом случае потребление электроэнергии растет к 2050 г. до 1660 млрд кВт·ч, а во втором – до 1215 млрд кВт·ч. То есть разница в параметрах экономического роста дает разницу в объемах генерации 37%. Среднегодовой темп роста ВВП в первом случае равен 2,1%, во втором – (-)0,1%, а среднегодовые темпы роста электропотребления – соответственно 1,4% и 0,2%. То есть коэффициент эластичности роста потребления электроэнергии по ВВП для сценария быстрого роста равен 0,67, а для медленного – (-)2. Рост электропотребления при снижении ВВП в сценарии низкого роста отражает пусть медленную, но все же устойчивую электрифика-

цию процессов потребления энергии во всех секторах. Точки на рис. 2 не ложатся на одну кривую, поскольку, помимо динамики ВВП, другие факторы также оказывают влияние на динамику потребности в электроэнергии. Например, структурные факторы, цены на электроэнергию, на которые влияют цены на углерод, активность в сфере повышения энергоэффективности и др. Обобщение этой зависимости показывает, что коэффициент эластичности является асимметричным: чем выше темпы роста экономики, тем ниже его значение.

Цены на электроэнергию и цены на углерод

В отчете Консорциума 5 рассмотрено семь сценариев с очень широким диапазоном цен на углерод. Они вводятся с 2030 года и постепенно растут. На рис. 3 по горизонтали показаны их конечные значения на 2060 г. Консорциум 5 получил результат, который противоречит экономической логике. Введение цены на углерод, при прочих равных условиях, ведет к удорожанию электроэнергии. Это, в свою очередь, должно приводить к снижению, а не к росту (как получилось у Консорциума 5) потребления и производства электроэнергии. Рост мог получиться только в случае, если генерация на ВИЭ и АЭС заметно дешевле топливной. Тогда значительный рост доли этих видов генерации мог бы привести к снижению средневзвешенных затрат на генерацию электроэнергии. Однако Консорциум 5 считает генерацию на ВИЭ дорогостоящей (см. ниже про «цену переключения»), поэтому такая логика здесь

Рис. 4. Прогнозы генерации электроэнергии на газовых ТЭС России в разных сценариях в зависимости от темпов экономического роста и интенсивности мер по декарбонизации



Источник: построено автором по данным: ЦЭНЭФ-XXI (2022); Башмаков (2023); Министерство энергетики США (2023); РЭА (2024); ИНЭИ РАН (2024); Международное энергетическое агентство (2024); Консорциум 5 (2024); Правительство РФ (2025)

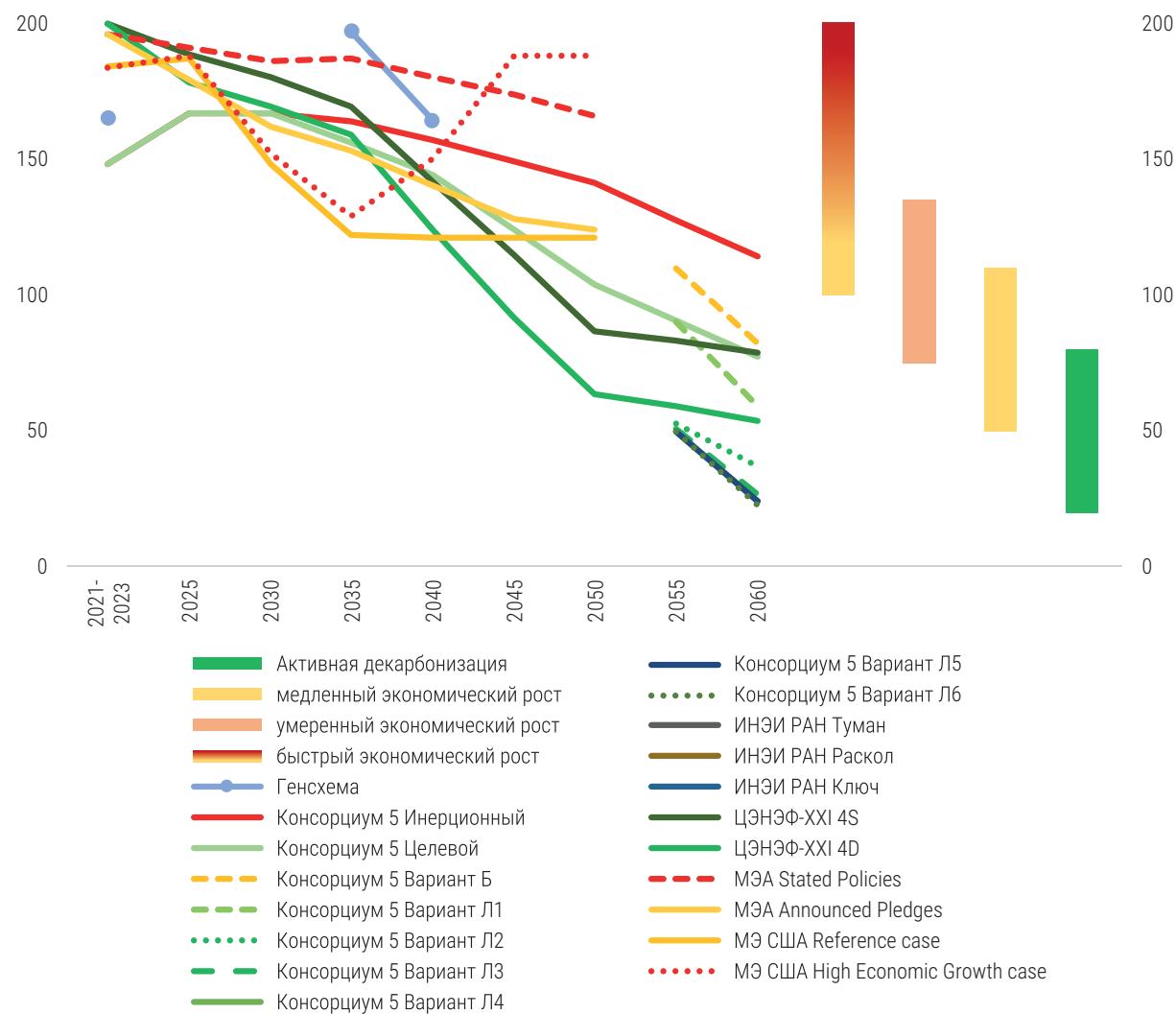
не срабатывает, и полученный результат не выдерживает критики. Более логичным выглядит результат в отношении генерации электроэнергии на ТЭС (см. рис. 4). Получается, что при цене на углерод 67,5 долл./тCO₂ генерация на ТЭС достигает дна, которое более высокие цены на углерод пробить не могут. То есть повышать цены сверх этого уровня смысла не имеет. Это результат допущений расчетов, в которых выделен перечень «неприкасаемых» ТЭС. В расчетах ЦЭНЭФ-XXI к 2060 г. цена на углерод растет до 108 долл./тCO₂, и ее постепенное повышение дает эффект (Башмаков, 2022).

Конкурентоспособность низкоуглеродных технологий определяет скорость их проникновения на рынок и вытеснения топливных ТЭС. Одним, но далеко не единственным и даже не самым главным инструментом стимули-

рования их развития является введение цены на углерод. Ее добавление в формулу приведенных затрат на генерацию электроэнергии (LCOE) делает технологии на ископаемом топливе более дорогими и потому менее конкурентоспособными. Цена углерода, при которой LCOE источников на ископаемом топливе и на ВИЭ выходят на паритет, и называется ценой переключения.

На регулярной основе LCOE оцениваются и сравниваются в проектах Lazard (2024) и IRENA (2023). По оценкам Lazard, во многих случаях ВИЭ уже конкурентоспособны. Такой же вывод получен в самой авторитетной научной публикации по теме декарбонизации – Шестом Оценочном докладе Рабочей Группы III МГЭИК (Clarke et al., 2022), в оценках МЭА (IEA, 2024), IRENA (2023) и многих других аналитических центров. Кстати,

Рис. 5. Прогнозы генерации электроэнергии на угольных ТЭС России в разных сценариях в зависимости от темпов экономического роста и интенсивности мер по декарбонизации



Источник: построено автором по данным: ЦЭНЭФ-XXI (2022); Башмаков (2023); Министерство энергетики США (2023); РЭА (2024); ИНЭИ РАН (2024); Международное энергетическое агентство (2024); Консорциум 5 (2024); Правительство РФ (2025)

ценовой паритет достигается в основном за счет снижения LCOE при увеличении масштабов применения ВИЭ (эффект обучения) и в гораздо меньшей степени – за счет введения цены на углерод. Там, где сетевые СЭС и ВЭС на сущее пока еще дороже, для выхода на ценовой паритет требуется введение цены на углерод в размере 40-60 долл./тCO₂.

С такими оценками кардинально не согласен Консорциум 5. В его отчете не приведены сами значения LCOE, но приведены значения цен переключения. Неясно также, используется ли в этих расчетах такой необходимый методологический элемент, как эффект обучения. Методологически только для новых станций имеет смысл сравнивать LCOE. По логике экспертов РАН, получается,

что для сетевых ВИЭ цена переключения по сравнению с новыми ПГУ равна 88-436 долл./тCO₂. Это противоречит собственным результатам Консорциума 5, которые показывают, что при цене на углерод 67,5 долл./тCO₂ генерация на топливных ТЭС снижается в 2060 году с 708 до 215 млрд кВт·ч. Для ПГУ с КПД 55% удельные выбросы равны 356 гут CO₂/кВт·ч. Тогда при введении цены 88-436 долл./тCO₂ цена электроэнергии от ПГУ вырастет на 3-15 центов/кВт·ч, или на 3-12 руб./кВт·ч. Согласно оценкам АРВЭ (2024), LCOE для сетевых СЭС и ВЭС в России устойчиво снижаются и уже сегодня примерно равны LCOE для новых ПГУ. Поэтому цена переключения уже близка к нулю и уж точно намного ниже 88-436 долл./тCO₂. Заметим, что серийного выпуска российских

турбин для ПГУ еще нет, как нет и российской технологии для угольных ТЭС на суперкритических параметрах пара, и поэтому настоящих оценок удельных капитальных вложений и выверенных технологических параметров для этих технологий при использовании российского оборудования пока просто не существует. Эксперты РАН их и не приводят. Для новой угольной ТЭС с КПД 40% при цене на углерод 50 долл./тCO₂ LCOE прирастает на 4,3 цента/кВт·ч. Однако по данным АРВЭ, для них LCOE и так выше, чем для сетевых ВЭС и СЭС, то есть цена переключения равна нулю.

Рассмотренные выше прогнозы генерации электроэнергии на газовых ТЭС в России системно представлены на рис. 4. Самые высокие оценки получены для высоких темпов роста ВВП – рост на 2-3% в среднем до 2050 г. и до 2060 г. Такие темпы роста ВВП являются нереалистично высокими и недостижимыми в перспективе 30-40 лет в силу дефицита рабочей силы и низкой многофакторной производительности (Башмаков, 2021; 2022; 2023).

Самые низкие оценки получены для вариантов с высокими ценами на углерод. Пока нет оснований говорить о том, что Россия готова ввести сколько-либо значимые цены на углерод или кратко усилить поддержку развития ВИЭ. Строительство АЭС затратно и требует длительного времени. Поэтому при сохранении вектора обозначенной в Энергетической стратегии политики в перспективе до 2050-2060 гг. вероятный диапазон генерации на газовых ТЭС в России можно оценить в 500-650 млрд кВт·ч. Это близко к параметрам, заложенным в Генсхеме на 2042 год, или ниже их.

Практически все прогнозы согласны, что после 2035 г. угольная генерация будет заметно снижаться. Аналогичная систематизация прогнозов по угольной генерации показана на рис. 5. Исходные значения угольной генерации за 2021-2023 гг. во многих источниках заметно различаются. Только в Генсхеме угольная генерация растет к 2036 г.; правда, затем она резко падает к 2042 году. В прогнозах Консорциума 5 она растет до 2025-2030 гг., а затем снижается. Из общей логики выбивается прогноз МЭ США с высоким экономическим ростом, который предполагает формирование новой угольной волны после 2035 года. Если же ограничить диапазон прогнозных значений умеренными темпами экономического роста и умеренной политикой декарбонизации, то можно ожидать, что в 2060 г. объемы угольной генерации составят 75-150 млрд кВт·ч против указанных в Генсхеме 165 млрд кВт·ч в 2023 г.

Для жидкого топлива МЭ США и ИНЭИ РАН дают диапазон 1-4 млрд кВт·ч на 2050 г.

Складывая вероятные нижние и верхние границы диапазонов для разных видов ископаемого топлива, получим 575-800 млрд кВт·ч в 2050 году против 720 млрд кВт·ч в 2023 г. (от -20% до +11%). Это означает, что при сохранении вектора обозначенной в Энергетической стратегии политики глубокая декарбонизация электроэнергетики не предусмотрена, а производство энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации будет доминировать на протяжении десятилетий. Рынок ТЭС для природного газа может остаться на нынешнем уровне или вырасти, а для угля будет сокращаться. Однако такая стратегия сталкивается с высокими рисками. Вопрос в том, насколько в рассмотренных сценариях отражены технологические риски и параметры ценовой конкурентной борьбы российских топливных компаний.

Риски отказа от декарбонизации российской электроэнергетики

В отношении технологий есть три разрыва. Первый – технологический разрыв – это нехватка экономически доступных низкоуглеродных технологий с высоким уровнем технологической готовности. Новые технологии для ТЭС на мировом рынке имеются, и до введения санкций Россия активно их импортировала. Однако после введения санкций сформировался разрыв предложения – появилась нехватка на рынках технологий, услуг по их установке и эксплуатации в необходимых масштабах. Разрыв предложения стал следствием разрыва локализации – нехватки самостоятельно производимого оборудования для снижения рисков, связанных с перебоями возможных поставок импортного оборудования, или рисков монопольного диктата цен на этих рынках доминирующими поставщиками, подобно тому как это десятилетиями происходит на рынках ископаемого топлива.

Доля иностранного оборудования на введенных в России в эксплуатацию ПГУ и ГТУ превышает 70%, а по газовым турбинам – 90%.² Лидирующими производителями газовых турбин в мире являются в основном западные компании. Параметры энергоэффективности ПГУ ТЭЦ для стран, которые не ввели санкции, уступают лидирующим западным компаниям. Для модернизации действующих и сооружения новых газовых электростанций нужны отечественные ГТУ средней и большой мощности. Важнейшей задачей является организация собственного производства высокотехнологичных компонентов ГТУ (турбинных лопаток, элементов камеры сгорания и др.) для обеспечения ремонта

² Эксперты оценили зависимость России от импортных газовых турбин – РБК

установленных газовых турбин средней и большой мощности зарубежного производства. В 2018 году в целях обеспечения энергобезопасности правительство приняло решение о создании отечественного производства газовых турбин. «Силовые машины» создают энергетические газовые турбины ГТЭ-170 и ГТЭ-65. В декабре 2022 года изготовлен головной образец ГТЭ-170. «Силовые машины» планируют завершить изготовление головной газовой турбины типа ГТЭ-65 только в I-II квартале 2025 г., а испытания планируется завершить в III квартале 2026 г. Первая коммерческая газовая турбина ГТЭ-170 была изготовлена только в декабре 2023 г., ее КПД равен 34%.³ Это заметно уступает лучшим мировым образцам. Но даже по этим турбинам «Силовые машины» не смогут закрыть потребность России на среднесрочном горизонте.⁴ Версия ГТЭ-170.2 с повышенными параметрами еще находится в разработке. Чтобы привести параметры КПД к уровню передовых зарубежных аналогов при сохранении высокой надежности ГТУ, необходимо модифицировать несколько ступеней компрессора, рабочие и направляющие лопатки турбины, систему охлаждения лопаток и др. В сегменте ГТУ мощностью 250-300 МВт России пока предложить нечего. Она отстала от Siemens, Alstom, Mitsubishi и General Electric по крайней мере на 15 лет.⁵ В России нет также технологий угольных ТЭС на суперкритических параметрах пара.

Согласно Генсхеме (2024), до 2042 г. необходимо ввести 88,5 ГВт мощностей, стоимость которых может превысить 40 трлн руб., или 4500-5000 долл./кВт. Для мобилизации таких финансовых средств нужно примерно вдвое повысить тарифы на электроэнергию. В итоге, во-первых, снизится спрос на электроэнергию, во-вторых, новая тепловая генерация будет обходиться дороже генерации на ВИЭ. Приростные капитальные вложения при строительстве ПГУ ТЭЦ получаются отрицательными. По логике, более эффективное оборудование должно стоить дороже, но, по данным Схемы теплоснабжения г. Москвы до 2034 г., получается наоборот. Строительство блоков ПГУ ТЭЦ мощностью менее 400 МВт обходится дешевле, чем ПСУ ТЭЦ. В других источниках удельные капитальные вложения для строительства новых ГТУ ТЭЦ оценены в 163-272 тыс. руб./кВт и выше (Батенин и др., 2023), тогда как для ПГУ ТЭЦ они заметно ниже (Трегубова и Трегубов, 2023). В таблице 20 Обосновывающих материалов к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. (2024) приведены следующие базовые значения удельных капитальных затрат (тыс. руб./кВт): ПГУ – 134; ГТУ – 124,

ПСУ (газ) – 154 и ПСУ (уголь) – 260. Для ОЭС Центра эти значения умножаются на региональный коэффициент удорожания, равный 1,15. Тогда для ПГУ получим 154,1 тыс. руб./кВт, а для ПСУ (газ) – 177,1 тыс. руб./кВт. В США тоже ПГУ дешевле ПСУ (Assumptions to the Annual Energy Outlook, 2023). По данным Lazard (2024), стоимость мощности пиковых газовых ТЭС равна 700-1150 долл./кВт, а ПГУ – 650-1300 долл./кВт.

Ценовая политика газовых и угольных компаний нацелена на компенсацию потерь доходов на внешних рынках за счет внутренних потребителей, что ведет к повышению внутренних цен и одновременно укрепляет позиции конкурентов. Удорожание газа улучшает позиции угольных ТЭС и наоборот. Конкурентоспособность ВЭС и СЭС будет расти на фоне постоянно требуемого топливными компаниями роста цен на газ и требуемого генерирующими компаниями повышения САРЕХов на модернизацию действующих ТЭС и на строительство новых.

В итоге сценарные оценки ЦЭНЭФ-XXI и РЭА могут оказаться заметно ближе к реальности, чем суперконсервативные оценки Генсхемы и РАН. Это значит, что российская электроэнергетика в долгосрочной перспективе не станет растущим рынком для ископаемых топлив. Более того, этот рынок может сокращаться не только для угля, но и для природного газа. 

Список литературы

1. АРВЭ. 2024. Рынок возобновляемой энергетики России 202408_RREDA_annual_RES_report.pdf
2. Батенин В. М., В. М. Зайченко и А. А. Чернявский. Развитие «зеленой» энергетики в России. Известия РАН. Энергетика 2023, № 4, с. 21–32.
3. Башмаков И.А. 2021. Низкоуглеродное развитие и экономический рост // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 19-20, 2021. – С. 52-62.
4. Башмаков И.А. 2022. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверти и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – № 11, 2022. – С. 62-75.
5. Башмаков И.А. 2023. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 11-12, 2023.
6. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (2024), принятая распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года № 4153-р.

³ «Силовые машины» издали первую серийную газовую турбину большой мощности ГТЭ-170

⁴ Кто в России производит турбины после ухода Siemens – 29 сентября 2023 – ФОНТАНКА.ru

⁵ B2B-Center / Информация и аналитика / Обзоры рынков / ПГУ: Перезагрузка

7. ИНЭИ РАН. 2024 г. Прогноз развития энергетики мира и России 2024.
8. Консорциум 5. 2024. Отчет по ВИП Г3. «Экономика климата». 2024 г. Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, основанные на мерах адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня.
9. Международное энергетическое агентство. 2024. IEA. World Energy Outlook 2024.
10. Министерство энергетики США. 2023. EIA. International Energy Outlook 2023 International Energy Outlook – U.S. Energy Information Administration (EIA).
11. Обосновывающие материалы к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. genschema_justification_2024.pdf
12. Обосновывающие материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы города Москвы и Московской области. Энергосистема города Москвы и Московской области. Книга 1. Город Москва. 30_Moskva.pdf
13. Правительство РФ. 2025 г. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года.
14. РЭА. 2024 г. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года.
15. Степанова Е. Л., Овчинников А. П. Определение средних удельных капиталовложений парогазовых установок с газовыми турбинами в диапазоне мощностей 30–125 МВт, введенными в эксплуатацию на российских тепловых электрических станциях в период 2015–2020 гг., и сравнительный анализ с данными периода 2010–2014 гг. // iPolytech Journal. 2021. Т. 25. № 6. С. 762–772. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-6-762-772>.
16. Трегубова Е.А., Трегубов А.И. Влияние мер государственной поддержки импортозамещения на эффективность инвестиционных проектов в электроэнергетике // Вестник университета. 2023. № 4. С. 149–158; vliyanie-mer-gosudarstvennoy-podderzhki-importozamescheniya-na-effektivnost-investitsionnyh-proektov-v-elektroenergetike.pdf
17. Широв А.А. и А.Ю. Колпаков. 2023. Целевой сценарий социально-экономического развития России с низким уровнем нетто-выбросов парниковых газов до 2060 года // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6 (201). С. 53–66. DOI: 10.47711/0868-6351-201-53-66.
18. ЦЭНЭФ-XXI. 2022 г. Russia's carbon neutrality: pathways to 2060 (<https://cenef-xxi.ru/articles/russia's-carbon-neutrality-pathways-to-2060>) и Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года (три сценария). <https://cenef-xxi.ru/articles/russia's-carbon-neutrality-pathways-to-2060>
19. ЦЭНЭФ-XXI. 2023а. Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы. <https://cenef-xxi.ru/articles/nizkouglernye-tehnologii-v-rossii.-nyuneshnij-status-i-perspektivy>
20. ЦЭНЭФ-XXI. 2023б. Движение России к углеродной нейтральности: развлечения на дорожных картах. <https://cenef-xxi.ru/articles/dvizhenie-rossii-k-uglerodnoj-nejtralnosti-razvilek-na-dorozhnyh-kartah>
21. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2023: Electricity Market Module. March 2023.
22. Bashmakov I.A. Russia on the pathways to carbon neutrality: forks on roadmaps. Mitig Adapt Strateg Glob Change (2024) 29:70 <https://doi.org/10.1007/s11027-024-10164-y>
23. Clarke, L., Y.-M. Wei, A. De La Vega Navarro, A. Garg, A.N. Hahmann, S. Khennas, I.M.L. Azevedo, A. Löschel, A.K. Singh, L. Steg, G. Strbac, K. Wada, 2022: Energy Systems. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.008
24. IEA. 2024. World Energy Outlook 2024. World Energy Outlook 2024 – Analysis – IEA.
25. IRENA. 2023. Renewable power generation costs in 2023: Executive summary.
26. IPCC. Chapter 3. IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf
27. Lazard, 2024. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 17.0. Lazard LCOE+ (June 2024).