

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭФФЕКТОВ СЕКТОРАЛЬНЫХ КВОТ НА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, КАК СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ ДЕКАРБОНИЗАЦИЕЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ¹

Хоршев А.А., Ерохина И.В., Панкрушина Т.Г.
Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия
epos@eriras.ru, info@eriras.ru, t.pankrushina@eriras.ru

Аннотация. Рассмотрены различные варианты квотирования объемов выбросов парниковых газов в электроэнергетике и теплоснабжении (отраслевые квоты и единая секторальная квота). Приведены результаты применения оптимизационной модели EPOS для комплексной оценки энерго-экономических последствий реализации вариантов квотирования при различных по жесткости сценариях углеродного регулирования.

Ключевые слова: электроэнергетика, теплоснабжение, выбросы парниковых газов, квотирование, декарбонизация, оптимизационная модель.

Введение

В последние годы время все большее количество стран мира начинают активно работать над сокращением выбросов парниковых газов (ПГ) в рамках реализации требований Парижского соглашения по климату. Одним из наиболее действенных и широко применяемых механизмов углеродного регулирования является введение прямых ограничений (квот) на выбросы парниковых газов (в т. ч. в сочетании с системой торговли ими). Подобные квоты могут устанавливаться на уровне экономики в целом, что в теории позволяет добиться конкуренции за снижение выбросов между различными отраслями и снизить общие по экономике затраты. Однако на практике такой вариант является трудно реализуемым из-за наличия большого количества не крупных источников выбросов, что значительно усложняет их учет и администрирование. В связи с этим наибольшее распространение в мировой практике углеродного регулирования приобрели секторальные и отраслевые квоты, т.е. ограничения на выбросы ПГ, устанавливаемые в определенных отраслях экономики [1–3]. Одним из примеров является Китай, который в 2020 году ввел секторальные квоты на выбросы для энергетического сектора. В дальнейшем Китай также планирует ввести ограничения и для других секторов, таких как транспорт и тяжелая промышленность, чтобы реализовать свои цели по достижению углеродной нейтральности к 2060 году [4].

В России принятая в 2021 г. «Стратегия социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» [5] (далее – СНУР) определяет целевые уровни снижения физических объемов выбросов до 2050 года для экономики в целом, но долгосрочные лимиты на выбросы ПГ для отдельных отраслей все еще не определены.

Обоснование уровней и распределения квот внутри российской экономики является, таким образом, актуальной научной задачей, требующей системного подхода. При этом важно исследовать целесообразность и эффективность установления ограничений по выбросам для отдельных отраслей или единых секторальных квот для нескольких взаимосвязанных между собой отраслей, что позволит учитывать возникающие межотраслевые эффекты. Особенно актуальной эта задача является для таких тесно связанных между собой отраслей как электроэнергетика и централизованное теплоснабжение, на долю которых в России суммарно приходится более 50% выбросов CO₂ от энергетического использования топлива [6].

1. Подход по моделированию секторальных квот на выбросы парниковых газов в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении

В данной работе исследованы последствия различных подходов к установлению квот на выбросы ПГ в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении – единой секторальной квоты для двух отраслей или отдельно для каждой из них. Относительная величина снижения выбросов ПГ (от отчетного уровня) в обоих случаях принимается одинаковой для каждой из отраслей. При этом анализируется влияние не только на технологическую структуру производства электроэнергии и тепла, но и на обобщенные экономические характеристики функционирования и развития двух отраслей.

¹ Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ (проект № 21-79-30013)

Для проведения данного исследования использовалась разработанная в ИНЭИ РАН динамическая математическая модель развития электроэнергетики EPOS [7], обеспечивающая оптимизацию решений по развитию и использованию генерирующих мощностей по критерию общественной эффективности – минимуму суммарных дисконтированных затрат на электро- и централизованное теплоснабжение экономики за период до 2050 г. (с учетом затрат последствия принимаемых решений в течение последующих 40 лет).

При адаптации к решаемой задаче в переменных и ограничениях модели был сформирован блок централизованного теплоснабжения с укрупненным описанием для каждого субъекта РФ существующих и новых котельных разной крупности, использующих различное топливо. Кроме того, в оптимизационную процедуру в явном виде включены технологии централизованного электроотопления (электрокотельные) [8], которые потенциально могут способствовать сокращению использования органического топлива и декарбонизации сектора теплоснабжения. Также в модели предусмотрена возможность реконструкции действующих котельных в распределенные когенерационные установки на базе ГТУ малой единичной мощности (6-9 МВт).

Важно отметить, что выбросы ПГ от всех тепловых электростанций (ТЭС), в т. ч. связанные с производством тепла, отнесены к отрасли электроэнергетика, а выбросы ПГ от всех типов котельных – к отрасли централизованного теплоснабжения.

Для сопоставления последствий различных подходов к установлению квот на выбросы ПГ для электроэнергетики и централизованного теплоснабжения было проведено многовариантное исследование оптимальной структуры производства электроэнергии тепла на горизонте до 2050 г.

Каждый из вариантов квотирования (в целом по сектору электроэнергетики и теплоснабжения или отдельно для каждой из отраслей) был смоделирован при нескольких значительно различающихся уровнях ограничений на выбросы ПГ. В качестве исходного уровня эмиссии ПГ газов были приняты показатели отчетного 2020 года. Далее от этого уровня были рассмотрены несколько различных по степени жесткости ограничений на ежегодные объемы выбросов ПГ: от снижения к 2050 г. до среднего по экономике уровня, предусмотренного СНУР (-13,6%), до снижения на 40 %. Сводная характеристика вариантов квотирования и жесткости ограничений на выбросы ПГ приведена в таблице 1. В качестве базы для сравнения был выбран Базовый вариант (вариант Б0), в котором ограничения на объемы выбросов парниковых газов не устанавливались.

Таблица 1. Характеристика вариантов квотирования и жесткости ограничений на выбросы ПГ, % от уровня 2020 г.

Варианты	2035 г.	2040 г.	2045 г.	2050 г.
Базовый (Б0) – отсутствие квот, оптимальные значения выбросов	108	106	103	102
Е1 – единая квота	-	100	94	86
Р1 – раздельная квота				
Е2 – единая квота	-	95	87	75
Р2 – раздельная квота				
Е3 – единая квота	97	90	76	60
Р3 – раздельная квота				

Для обеспечения сопоставимости результатов моделирования все расчеты выполнялись при прочих одинаковых условиях, определяющих параметры балансов электроэнергии и централизованного тепла и влияющих на межтопливную конкуренцию технологий:

- медленный рост цен органического топлива со средним годовым темпом не более 1% в реальном выражении;
- ставка дисконтирования (в реальном выражении) – 5 %;
- оптимистичные (низкие) значения удельных капиталовложений (УКВ) во все типы новой и обновляемой генерации;
- уровень спроса на электроэнергию и централизованное тепло в соответствии с данными таблицы 2.

Таблица 2. Прогноз изменения спроса на электроэнергию и мощность, а также спроса на тепло от ТЭС и котельных в ЕЭС России в период до 2050 г

Наименование	Годы					
	2021 факт	2030	2035	2040	2045	2050
Потребность в электроэнергии всего (без собственных нужд электростанций), млрд кВт·ч	1044	1153	1189	1226	1288	1350
Потребность в установленной мощности (без собственных нужд электростанций), млн кВт	-	216.8	222.3	227.9	238.0	248.0
Отпуск тепла от ТЭС и котельных, млн Гкал	1206	1141	1137	1120	1076	1042

2. Результаты моделирования секторальных квот на выбросы парниковых газов в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении

Соответствующие различным вариантам имплементации квот на выбросы ПГ в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении параметры структуры установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России в 2050 г. представлены в таблицах 3 и 4. Оптимизация параметров развития электроэнергетики совместно с централизованным теплоснабжением также делает важным и анализ структуры отпуска тепла от электростанций и котельных (таблица 5). Итоговые результаты структуры выбросов ПГ в ЕЭС России на уровне 2050 г. приведены в таблице 6.

Таблица 3. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2050 г

Показатели	2021 отчет	Варианты						
		Е0	Е1	Р1	Е2	Р2	Е3	Р3
Всего, млн кВт, в т.ч.	246.6	284.3	288.3	285.4	292.6	289.1	317.3	310.2
ГЭС-ГАЭС	50.0	60.0	66.2	67.2	67.9	67.3	68.1	66.8
ВИЭ	4.0	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	35.0	31.7
АЭС - всего, в т.ч.	29.5	42.5	58.9	65.4	77.8	79.7	111.8	112.4
крупные АЭС	29.5	42.5	58.9	65.4	77.8	79.7	102.7	102.3
АТЭЦ	-	-	-	-	-	-	9.1	10.1
ТЭС - всего, в т.ч.	163.1	157.1	138.5	128.0	122.2	117.4	102.3	99.3
ТЭЦ - всего, в т.ч.	90.1	103.5	92.0	79.1	82.5	75.4	62.2	59.7
газотепловые	70.0	86.3	81.7	70.6	74.1	67.2	54.9	52.5
угольные	20.2	17.2	10.3	8.4	8.4	8.2	7.3	7.3
КЭС - всего, в т.ч.	73.0	53.6	46.4	49.0	39.7	41.9	40.2	39.6
газотепловые	52.6	40.6	36.5	39.1	32.8	35.1	33.4	32.8
угольные	20.4	13.0	9.9	9.9	6.9	6.9	6.8	6.8
Всего, %, в т.ч.	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
ГЭС-ГАЭС	20.3	21.1	23.0	23.6	23.2	23.3	21.5	21.5
ВИЭ	1.6	8.7	8.6	8.7	8.4	8.6	11.0	10.2
АЭС - всего, в т.ч.	12.0	14.9	20.4	22.9	26.6	27.6	35.3	36.2
крупные АЭС	12.0	14.9	20.4	22.9	26.6	27.6	32.4	33.0
АТЭЦ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	3.3
ТЭС - всего, в т.ч.	66.1	55.3	48.0	44.9	41.8	40.6	32.3	32.0
ТЭЦ - всего, в т.ч.	36.5	36.4	31.9	27.7	28.2	26.1	19.6	19.3
газотепловые	28.4	30.4	28.3	24.8	25.3	23.2	17.3	16.9
угольные	8.2	6.1	3.6	3.0	2.9	2.8	2.3	2.3
КЭС - всего, в т.ч.	29.6	18.8	16.1	17.2	13.6	14.5	12.7	12.8
газотепловые	21.3	14.3	12.7	13.7	11.2	12.1	10.5	10.6
угольные	8.3	4.6	3.4	3.5	2.4	2.4	2.1	2.2

Полученные результаты показывают, что, несмотря на значительное обновление технологической структуры ТЭС с существенным улучшением их среднего КПД, реализация базового варианта Б0 (не предусматривающего квотирования выбросов ПГ) приведет к незначительному росту суммарного объема эмиссии ПГ, связанной с производством электроэнергии и тепла, к 2050 г. – на 2 % от уровня 2020 г. Можно также сделать вывод, что в исходных условиях низких цен газа и отсутствии ограничений на выбросы ПГ невысокая эффективность масштабного развития АЭС (не более 42,5 млн кВт до 2050 г.) наряду с сохраняющейся недостаточной конкурентоспособностью

возобновляемой энергетики в этом варианте не позволят значительно нарастить долю неуглеродных электростанций ни в структуре установленной мощности (44,7 % в 2050 г. по сравнению с 33,9 % в 2021 г.), ни в структуре производства электроэнергии ЕЭС России (42,9 % в 2050 г. по сравнению с 39,3 % в 2021 г.).

Таблица 4. Структура производства электроэнергии в ЕЭС России в 2050 г

Показатели	2021 отчет	Варианты						
		Б0	Е1	Р1	Е2	Р2	Е3	Р3
Всего, млрд кВт·ч, в т.ч.	1114.5	1429.2	1427.1	1426.5	1429.2	1428.4	1579.2	1553.0
ГЭС-ГАЭС	209.5	228.6	253.9	258.8	258.7	258.8	265.2	260.6
ВИЭ	5.9	56.3	56.3	55.9	55.1	55.3	79.8	72.3
АЭС - всего, в т.ч.	222.2	328.4	458.6	509.5	607.2	622.7	875.1	879.2
крупные АЭС	222.2	328.4	458.6	509.5	607.2	622.7	803.9	800.3
АТЭЦ							71.1	78.9
ТЭС - всего, в т.ч.	676.9	815.9	658.4	602.3	508.2	491.6	359.1	340.9
ТЭЦ - всего, в т.ч.	399.9	515.7	439.6	375.6	380.8	349.7	279.2	265.8
газотепловые	324.0	429.8	395.6	340.8	347.3	316.9	251.0	237.5
угольные	75.9	85.9	44.0	34.8	33.5	32.8	28.2	28.3
КЭС - всего, в т.ч.	277.0	300.2	218.8	226.7	127.4	141.9	79.9	75.1
газотепловые	205.8	224.7	172.2	181.8	110.7	124.1	63.9	59.2
угольные	71.2	75.4	46.6	44.8	16.6	17.8	16.0	16.0
Всего, %, в т.ч.	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
ГЭС-ГАЭС	18.8	16.0	17.8	18.1	18.1	18.1	16.8	16.8
ВИЭ	0.5	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	5.1	4.7
АЭС - всего, в т.ч.	19.9	23.0	32.1	35.7	42.5	43.6	55.4	56.6
крупные АЭС	19.9	23.0	32.1	35.7	42.5	43.6	50.9	51.5
АТЭЦ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	5.1
ТЭС - всего, в т.ч.	60.7	57.1	46.1	42.2	35.6	34.4	22.7	22.0
ТЭЦ - всего, в т.ч.	35.9	36.1	30.8	26.3	26.6	24.5	17.7	17.1
газотепловые	29.1	30.1	27.7	23.9	24.3	22.2	15.9	15.3
угольные	6.8	6.0	3.1	2.4	2.3	2.3	1.8	1.8
КЭС - всего, в т.ч.	24.9	21.0	15.3	15.9	8.9	9.9	5.1	4.8
газотепловые	18.5	15.7	12.1	12.7	7.7	8.7	4.0	3.8
угольные	6.4	5.3	3.3	3.1	1.2	1.2	1.0	1.0

Таблица 5. Структура отпуска тепла в ЕЭС России в 2050 г

Показатели	2021 г. отчет	Варианты						
		Б0	Е1	Р1	Е2	Р2	Е3	Р3
Отпуск тепла - всего, млн Гкал, в т.ч.	1216.8	1041.9	1041.9	1041.9	1041.9	1041.9	1041.9	1041.9
Котельные - всего, в т.ч.	640.4	278.9	348.2	472.2	403.2	481.3	513.6	511.8
газотепловые	540.1	205.0	281.4	383.9	337.3	405.0	367.2	382.8
угольные	100.3	72.5	65.2	86.8	63.7	74.7	37.7	40.0
электрокотельные		1.5	1.6	1.5	2.3	1.6	108.7	89.0
АТЭЦ							47.0	52.1
ТЭС - всего, в т.ч.	576.4	763.0	693.8	569.8	638.7	560.7	481.4	478.0
газотепловые	444.1	636.5	609.0	496.8	566.2	488.7	416.0	412.1
угольные	132.3	126.5	84.7	72.9	72.5	71.9	65.4	65.9
Отпуск тепла - всего, %, в т.ч.	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Котельные - всего, в т.ч.	52.6	26.8	33.4	45.3	38.7	46.2	49.3	49.1
газотепловые	44.4	19.7	27.0	36.8	32.4	38.9	35.2	36.7
угольные	8.2	7.0	6.3	8.3	6.1	7.2	3.6	3.8
электрокотельные	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	10.4	8.5
АТЭЦ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	5.0
ТЭС - всего, в т.ч.	47.4	73.2	66.6	54.7	61.3	53.8	46.2	45.9
газотепловые	36.5	61.1	58.5	47.7	54.3	46.9	39.9	39.6
угольные	10.9	12.1	8.1	7.0	7.0	6.9	6.3	6.3

Таблица 6. Выбросы ПГ от ТЭС и котельных в ЕЭС России в 2050 г, в % от уровня 2020 г.

Показатели	Варианты						
	Б0	Е1	Р1	Е2	Р2	Е3	Р3
Выбросы ПГ – всего, в т. ч.	102.3	86.4	84.3	75.0	75.0	60.0	60.0
Котельные	52.4	59.3	79.3	63.0	75.0	57.4	60.0
ТЭС	121.1	96.4	86.4	79.5	75.0	61.0	60.0

Основной производственной структуры электроэнергетики России в этом варианте по-прежнему будут оставаться газовые ТЭС, доля которых в структуре установленной мощности и производства электроэнергии ЕЭС России к 2050 г. лишь незначительно снизится. Наиболее интенсивным направлением развития газовых ТЭС будет теплофикация, в т. ч. и распределенная. Так, в период с 2021 по 2050 г. суммарная мощность газовых ТЭЦ возрастет на 23 %.

Такое активное развитие теплофикации находит свое отражение и в структуре отпуска тепла ТЭС и котельными в ЕЭС России (таблица 5). В базовом варианте Б0 оказывается эффективной кардинальная перестройка структуры отпуска тепла: суммарная доля котельных на органическом топливе должна к 2050 г. сократиться практически в 2 раза при соответствующем увеличении доли ТЭЦ. Это будет происходить за счет снижения абсолютных объемов отпуска тепла котельными более чем на 56% при увеличении отпуска тепла ТЭЦ на 32 % относительно отчетного уровня. При этом основные объемы снижения придется на газовые котельные, отпуск тепла которыми снизится практически на 62 % за рассматриваемый период.

В отличие от ТЭЦ суммарная мощность газовых КЭС, производящих только электроэнергию, в базовом варианте Б0, напротив, будет снижаться на протяжении всего рассматриваемого периода: к 2050 г. на 23 % от уровня 2021 г. Несмотря на отсутствие прямых ограничений на выбросы ПГ, эффективное развитие крупной угольной генерации будет ограничено регионами ОЭС Сибири – в Европейской части ЕЭС России и даже в ОЭС Востока они будут существенно уступать своим газовым конкурентам.

Реализация варианта Е1, предусматривающего установление единой квоты на выбросы ПГ в электроэнергетике и теплоснабжении России в соответствии с целевой установкой СНУР (-13,6% от отчетного уровня), потребует значительного наращивания масштабов развития атомной энергетики – оптимальная мощность АЭС в 2050 г. вырастет до 59 млн кВт, что в 2 раза больше, чем в отчетном году и на 39 % больше показателя базового варианта Б0. Это приведет к увеличению доли АЭС в структуре установленной мощности ЕЭС России выше 20 % в 2050 г., а в структуре выработки электроэнергии – выше 32 %.

Несмотря на неэффективность увеличения мощности ВИЭ-электростанций в этом варианте сверх показателей базового варианта, рост атомной генерации, а также и ГЭС (+10 % от уровня базового варианта) значительно увеличат долю неуглеродных источников в структуре установленной мощности ЕЭС России до 52 % в 2050 г., а в структуре производства электроэнергии – почти до 54 % в этот же период.

Необходимость сдерживания выбросов ПГ на целевом уровне СНУР в варианте Е1 приведет также к снижению суммарной мощности тепловых электростанций в 2050 г. (на 12 % или почти 20 млн кВт относительно базового варианта Б0). Это снижение будет происходить прежде всего за счет наиболее углеродоемкой угольной генерации – ТЭЦ (минус 30 % или 7 млн кВт), а также КЭС (минус 23,5 % или 3 млн кВт относительно варианта Б0). Падение производства электроэнергии угольными ТЭЦ и КЭС будет еще более радикальным – к 2050 г. оно окажется на 44 % ниже, чем в базовом варианте и на 38 % ниже отчетного уровня. Таким образом, к 2050 г. даже в условиях достаточной мягкого ограничения на выбросы ПГ в варианте Е1 на долю всех угольных ТЭС придется всего лишь 6,3 % суммарной выработки страны.

При этом, как видно из таблицы 6, при установлении общей секторальной квоты на выбросы ПГ, снижение их объемов в электроэнергетике и теплоснабжении будет происходить кардинально различными темпами: к 2050 г. эмиссия ПГ котельными сократится на 40,7 %, в то время как выбросы ТЭС окажутся лишь на 3,6 % ниже отчетного уровня. Главным фактором является увеличение отпуска тепла от ТЭС, а значит и дополнительный расход топлива на электростанциях.

Результаты моделирования варианта Р1 показывают, что установление отдельных (отраслевых) квот на выбросы ПГ для электростанций и котельных на уровне -13,6 % от отчетных значений приведет к более глубокой декарбонизации электроэнергетики за счет увеличения установленной мощности АЭС на 11 % от уровня варианта с единой секторальной квотой Е1 и ПГЭС (на 7 %) и сокращения масштабов развития теплофикации (на 14 % от варианта Е1). В результате доля

неуглеродных источников в структуре производства электроэнергии в варианте Р1 достигнет к 2050 г. 57,8 %, что практически на 4 п.п. выше показателя варианта с единой квотой Е1. Также в варианте Р1 значительно изменится и структура отпуска тепла - увеличится отпуск от котельных на 36 % (относительно варианта Е1) при снижении отпуска от ТЭЦ на 18 %. В результате доля котельных возрастет на 12 п.п. при соответствующем сокращении вклада ТЭЦ.

Это приведет к тому, что выбросы ПГ от котельных значительно увеличатся (на 26% от уровня варианта Е1), но все равно окажутся ниже установленной квоты (79,3 % от уровня 2020 г.). В результате при установлении отдельных квот на выбросы ПГ в варианте Р1 суммарные выбросы от производства электроэнергии и централизованного тепла в 2050 г. будут даже на 2 п.п. ниже, чем в варианте с единой квотой (Е1).

Ужесточение требований по ограничению эмиссии ПГ в варианте Е2 (при установлении единой секторальной квоты к 2050 г. на уровне 75 % от отчетных значений) приведет к необходимости дальнейшего наращивания, прежде всего, объемов атомной энергетики. В данном варианте потребуется к 2050 г. довести суммарную мощность АЭС до 79 млн кВт, т.е. увеличить ее в 1,83 раза по сравнению с базовым вариантом Б0 и в 2,63 раза по сравнению с 2021 г. Дополнительное (сверх базового варианта) развитие ВИЭ-электростанций в этом варианте также не является эффективным. Рост атомной генерации позволит увеличить долю неуглеродной энергетики в структуре установленной мощности ЕЭС России до 58 %, а в структуре производства электроэнергии – почти до 65 %.

Резкое увеличение роли атомных электростанций будет причиной сокращения масштабов развития ТЭС. Так, в варианте Е2 к 2050 г. особенно сильно уменьшится мощность угольных КЭС (на 6 млн кВт или 47 % относительно варианта Б0) и угольных ТЭЦ (на 9 млн кВт или 51 %), а также газовых ТЭЦ и КЭС (на 14 % и 21 % от базового варианта). В результате суммарная доля угольных ТЭС в структуре установленной мощности в 2050 г. составит 5,2 % (10,6 % в базовом варианте), а доля газовых ТЭС – 36,6 % (44,6 % в варианте Б0). В структуре производства снижение вклада этих типов электростанций окажется еще более значительным: доля угольных ТЭС в 2050 г. составит всего 3,5 % (11,3 % в базовом варианте), а доля газовых ТЭС – 32 % (45,8 % в варианте Б0). Сокращение эффективных масштабов развития ТЭЦ отразится и на структуре отпуска централизованного тепла, где продолжится увеличение доли котельных: в варианте Е2 в 2050 г. она составит почти 39 %, что на 12 п. п. больше уровня базового варианта.

Введение вместо секторального отраслевых ограничений на выбросы ПГ в варианте Р2 также изменит основные характеристики структуры установленной мощности и производства в сравнении с вариантом Е2. Однако эти изменения оказываются менее значительными, чем полученные при менее жестких ограничениях на ПГ в вариантах Е1 и Р1. Так, в варианте Р2 суммарная по ЕЭС России мощность АЭС будет всего на 3 % выше, чем в варианте Е2, а мощность газовых КЭС (прежде всего, за счет современных ПГЭС) – на 7 %. Это будет сопровождаться сокращением масштабов развития, в первую очередь, газовых ТЭЦ – на 9 % относительно варианта с единой квотой Е2. В результате доля неуглеродных источников в структуре производства электроэнергии в варианте Р2 увеличится на уровне 2050 г. всего лишь на 1,2 п.п. (до 65,6 %) относительно варианта с единой квотой Е2.

При этом снижение масштабов развития ТЭЦ в варианте Р2 в структуре баланса тепла, также как и при переходе от варианта Е1 к Р1, будет компенсироваться за счет увеличения отпуска тепла от котельных: приросты отпуска тепла от газовых и угольных котельных составят 20 и 17 %, соответственно. Общая доля котельных в структуре баланса тепла в 2050 г. увеличится на 7,5 п.п. при соответствующем снижении доли ТЭЦ.

В сравнении с вариантом Е2, при отдельном квотировании выбросы ПГ от котельных возрастут на 12 %, а выбросы от ТЭС снизятся на 3 %. В итоге выбросы в каждом из секторов достигнут установленных целевых уровней 75 % от отчетного 2020 года.

Дальнейшее усиление лимитов на выбросы ПГ в варианте Е3 с единой секторальной квотой – минус 40 % от уровня 2020 г. – оказывается невозможным реализовать исключительно за счет наращивания мощности крупных АЭС. Увеличится также мощность ВИЭ-электростанций (до 35 млн кВт, что на 42 % больше варианта Б0) и ГЭС (до 68 млн кВт, что на 14 % больше варианта Б0).

В этом варианте рост мощности крупных АЭС (до 103 млн кВт в 2050 г., что в 2,6 раза больше базового варианта) достигает предела, обусловленного емкостью известных площадок их потенциального размещения. Кроме этого, востребованными становятся атомные ТЭЦ (АТЭЦ), установленная мощность которых к 2050 г. должна составить около 9 млн кВт в целом по ЕЭС России или почти 3 % суммарной установленной мощности ЕЭС России. Доля всех неуглеродных источников в структуре мощности к 2050 г. увеличится до 68 %, что на 23 п. п. больше показателя

базового варианта, а в структуре производства электроэнергии – до 77 %, что также примерно на 23 п. п. превосходит уровень варианте Б0.

Доминирующими среди неуглеродных источников будут АЭС, на долю которых (с учетом АТЭЦ) придется более 35 % всей установленной мощности страны и более 55 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Такая низкоуглеродная перестройка потребует еще большего сокращения масштабов развития ТЭС: в варианте Е3 к 2050 г. суммарная мощность ТЭС снизится на 35 % относительно базового варианта до уровня 102 млн кВт. Причем это снижение практически полностью будет происходить за счет сокращения масштабов развития газовых ТЭЦ. Их мощность снизится на 40 %, что приведет к тому, что доля всех газовых ТЭС в структуре установленной мощности в 2050 г. сократится до 27,8 % (44,6 % в базовом варианте), а в структуре производства электроэнергии – до 19,9 % (45,8 % в варианте Б0).

В балансе централизованного тепла снижение мощности и, соответственно, отпуска тепла от ТЭЦ будет компенсироваться не только за счет увеличения производства тепла газовыми котельными (в 2050 г. плюс 79 % относительно базового варианта), но и за счет интенсивного развития электрокотельных. Так, в варианте Е3 к 2050 г. суммарная доля котельных в структуре отпуска тепла составит 49,3 % (26,8 % в базовом варианте), а доля электрокотельных – 10,4 %. Это, наряду с крайне масштабным развитием неуглеродных электрогенерирующих источников, позволит начать процесс декарбонизации не только электроэнергетики, но и централизованного теплоснабжения, где использование электрокотельных является практически единственным доступным к повсеместному применению способом декарбонизации.

Вместе с тем, активная электрификация теплоснабжения приведет к увеличению общего спроса на электроэнергию в варианте Е3 на уровне 2050 г. на 142 млрд кВт·ч или 10,5 % от базового спроса в этот период. Помимо общего увеличения годового спроса на электроэнергию в этом варианте, электрификация теплоснабжения приведет к увеличению годового максимума нагрузки и, соответственно, потребности в установленной мощности электростанций (даже при использовании накопителей тепла, позволяющих несколько снизить потребление электроэнергии электрокотельными в часы максимальных нагрузок ЕЭС России).

Еще одним фактором, вносящим свой вклад в увеличение суммарной установленной мощности ЕЭС России в этом варианте, является наращивание мощности ВИЭ-электростанций, которые без установки специальных аккумуляторных батарей потребуют увеличения объема резервов мощности в энергосистеме, в основном, за счет дополнительной мощности наименее капиталоемких, но высокоманевренных ГТЭС.

В результате в варианте Е3 суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России на уровне 2050 г. окажется на 11,6 % или 33 млн кВт больше, чем в базовом варианте Б0, не предусматривающем каких-либо мер по сдерживанию эмиссии ПГ.

При введении единой секторальной квоты в варианте Е3 на уровне -40 % расчетные объемы выбросов от электростанций и котельных будут близки, но не в точности равны этому значению (таблица 6). Поэтому при введении в варианте Р3 отдельных отраслевых квот структура установленной мощности изменится, хотя и не столь существенно как в ранее рассмотренных парных вариантах. В варианте Р3 относительно варианта Е3 установленная мощность ВИЭ оказывается ниже на 9 %, а ТЭЦ – на 4 %. При этом увеличится лишь мощность АТЭЦ (на 11 %, но это всего 1 млн кВт) – в итоге суммарная установленная мощность в ЕЭС России в 2050 г. будет на 2 % или 7 млн кВт ниже. Это объясняется как снижением необходимых резервов для ВИЭ-генерации, так и снижением масштабов развития электрокотельных (на 18 %) и соответствующим падением максимума нагрузки и потребности в установленной мощности. Однако такие изменения масштабов развития отдельных технологий практически не отразятся ни на структуре производства электроэнергии, где доля неуглеродных источников возрастет на 0,7 п.п., ни на структуре отпуска тепла, где, несмотря на снижение доли электрокотельных на 2 п.п., суммарный вклад котельных практически не изменится.

Сопоставление базового варианта Б0 и вариантов Е1-Е3 позволяет оценить влияние нарастания квот на эмиссию парниковых газов не только на производственную структуру, но и на интегральные характеристики развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения (таблица 7).

Как видно из этой таблицы, при принятых допущениях сдерживание выбросов ПГ в электроэнергетике России на уровне, соответствующем целевой установке СНУР (вариант Е1), является вполне достижимым без значительного перерасхода суммарных дисконтированных затрат на развитие и функционирование, которые в этом варианте окажутся всего лишь на 0,5% выше базового варианта. Кроме того, описанное выше изменение структуры генерирующих мощностей

потребуется роста суммарных капиталовложений в отрасль в период до 2050 г. всего на 17 %, при этом основной прирост инвестиций придется на сектор атомной (+75 % по сравнению с базовым вариантом Б0) и возобновляемой и гидроэнергетики (+29 %), в то время как капиталовложения в теплоэнергетику даже снизятся на 17 %. При этом произойдет снижение потребления органического топлива на 13,2 %: угля практически на 40 %, а газа – всего на 6,7 %

Таблица 7. Отклонение основных интегральных экономических характеристик развития электроэнергетики и теплоснабжения в ЕЭС России в период до 2050 г. при различных ограничениях выбросов ПГ

Показатель	Варианты			
	Б0	Е1	Е2	Е3
Потребление топлива в 2050 г., млн т у.т., в т. ч.	365.4	317.3	274.1	212.2
газ	272.0	253.8	226.0	172.5
уголь	74.6	45.1	30.1	22.3
Суммарные капиталовложения до 2050 г., в % относительно базового варианта Б0, из них	-	+17.2	+33.6	+90.8
АЭС	-	+74.9	+153.3	+346.6
ГЭС и ВИЭ	-	+29.2	+32.4	+55.5
ТЭС и котельные	-	-17.2	-28.2	-28.9
Суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение экономики (с учетом последствий), в % относительно базового варианта Б0	-	+0.5	+1.3	+4.9

Дальнейшее ужесточение прямых ограничений на выбросы ПГ в варианте Е2 (минус 25 % от уровня 2020 г.) ожидаемо потребует еще большего увеличения доли неуглеродной генерации (на 21,5 % в 2050 г. по сравнению с вариантом Б0) и снижения потребления топлива на ТЭС и котельных (на 25 %). Кроме того, необходимые инвестиции в развитие отрасли должны возрасти практически на 34 % по сравнению с базовым вариантом, в первую очередь, за счет атомной энергетики, где вложения увеличатся в 2,5 раза и составят более 50 % от суммарных инвестиционных затрат отрасли в рассматриваемый период. По показателю суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики вариант Е2 окажется уже на 1,3 % дороже базового варианта Б0, не предусматривающего ограничений эмиссии ПГ.

Еще большее сокращение выбросов ПГ в варианте Е3 (минус 40 % от отчетного уровня), как было показано выше, потребует перестройки не только структуры электрогенерации, но и частичной электрификации производства тепла, которая неминуемо сопровождается ростом спроса на электроэнергию и увеличением объемов вводов новой мощности электростанций для обеспечения этого спроса. В результате этот вариант оказывается значительно более затратным по сравнению с вариантами с менее жесткими ограничениями эмиссии ПГ. Так, он потребует на 91 % больших, чем в базовом варианте, капиталовложений, а по дисконтированным затратам вообще окажется на 4,9 % дороже, что является очень значимым различием при сравнении масштабов экономических последствий за столь продолжительный период. При этом реализация варианта Е3 позволяет снизить потребление органического топлива ТЭС и котельными на 42 %: угля – на 70 %, газа – на 37 %.

С учетом цели данной работы особый интерес представляет также анализ экономических последствий изменения подхода к установлению квот: переход от единой секторальной квоты к раздельным квотам для каждой отрасли (таблица 8).

Таблица 8. Отклонение основных интегральных экономических характеристик развития электроэнергетики и теплоснабжения в ЕЭС России в период до 2050 г. при установлении раздельных квот на выбросы ПГ, в % относительно соответствующего варианта с единой квотой

Показатели	Варианты		
	Р1	Р2	Р3
Суммарные капиталовложения до 2050 г., в % относительно соответствующего варианта Е, из них	+4.7	+0.8	+0.9
АЭС	+13.7	+3.3	+0.1
ГЭС и ВИЭ	+4.2	-1.1	+6.2
ТЭС и котельные	-6.0	-2.4	-1.4
Суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение экономики (с учетом последствий), в % относительно соответствующего варианта Е	+0.32	+0.13	+0.40

Как видно из этой таблицы, переход от единой квоты к отдельной квоте при наименее жестком ограничении на выбросы ПГ в варианте P1 приводит не только к значительным изменениям технологической структуры отрасли, но и к существенному увеличению необходимых капиталовложений. Их общий объем возрастет на 4,7% по сравнению с вариантом E1, прежде всего за счет увеличения инвестиций в АЭС (+13,7%) при сокращении объема инвестиций в тепловую генерацию (в т.ч. и в котельные). В результате суммарные дисконтированные затраты на функционирование и развитие электроэнергетики и централизованного теплоснабжения в этом варианте окажутся на 0,32% выше, чем в варианте с единой квотой (варианте E1).

При более жестком ограничении на выбросы ПГ переход от единой квоты к отдельной (вариант P2) делает прирост требуемых капитальных затрат значительно меньшим – всего 0,8% относительно варианта E2, а суммарные дисконтированные затраты возрастут всего лишь на 0,13%. Это объясняется минимальными изменениями структуры установленной мощности и производства энергии, отмеченными выше.

Вместе с тем, несмотря на еще менее значительные изменения технологической структуры электроэнергии и теплоснабжения при переходе от варианта E3 к варианту P3, суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение экономики в этом варианте оказываются значительно выше – прирост составляет 0,4%. При этом суммарные капиталовложения в этом варианте возрастают всего на 0,9% - в первую очередь, за счет увеличения инвестиций в ВИЭ.

3. Заключение

Квотирование выбросов ПГ является одной из наиболее эффективных и часто применяемых в мировой практике мер углеродного регулирования. При этом наибольшее распространение получило установление квот не в целом для экономики, а для отдельных ее секторов и отраслей. Наиболее сложным остается вопрос целесообразности и эффективности установления единых или отдельных квот для сильно взаимосвязанных отраслей – например, электроэнергетики и централизованного теплоснабжения.

Проведенные расчеты показали значительное изменение технологической структуры, а также обобщенных экономических характеристик при адаптации электроэнергетики и теплоснабжения к усиливающимся ограничениям на выбросы ПГ. При этом, безусловно, применение единой секторальной или отдельных отраслевых квот на выбросы ПГ оказывает значительное влияние на развитие каждой из этих отраслей. Результаты моделирования показывают, что наибольшие различия в технологической структуре отраслей в зависимости от подхода к установлению квот наблюдаются при достаточно мягких ограничениях на выбросы. По мере ужесточения квот результаты моделирования при различных подходах к их установлению (единая секторальная квота для электроэнергетики и теплоснабжения или отдельные отраслевые ограничения) сближаются. Вместе с тем, обобщенные экономические показатели вариантов развития отраслей изменяются не столь однозначно. Однако, во всех рассмотренных вариантах переход от единой квоты к отдельным квотам для каждого сектора приводит к увеличению как капитальных, так и суммарных дисконтированных затрат, обеспечивающих достижение заданных ограничений.

Литература

1. *Goulder L. H., Parry I. W. H.* Instrument Choice in Environmental Policy // *Review of Environmental Economics and Policy*. – 2008. – 2(2). – P. 152–174.
2. *Ellerman A. D., Wing, I. S.* Absolute versus intensity-based emission caps // *Climate Policy*. – 2003. – 3. – P. 7–20.
3. *Finon D.* Carbon policy in developing countries: Giving priority to non-price instruments // *Energy Policy*. – 2019. – 132. – P. 38–43.
4. *Nogrady B.* China launches world's largest carbon market: but is it ambitious enough? // *Nature*. – 2021. – 595. – P. 637.
5. Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 N 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года».
6. Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. URL: http://downloads.igce.ru/kadastr/RUS_CRF_2023.zip (дата обращения: 12.05.2023)
7. *Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршеев А.А.* Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313–323.

8. *Хоршеев А.А., Соляник А.И.* Адаптация оптимизационных моделей планирования развития энергосистем для исследования влияния факторов электрификации в теплоснабжении и транспорте на сценарии низкоуглеродного развития электроэнергетики / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2022). Труды Пятнадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2022. С. 733–740.