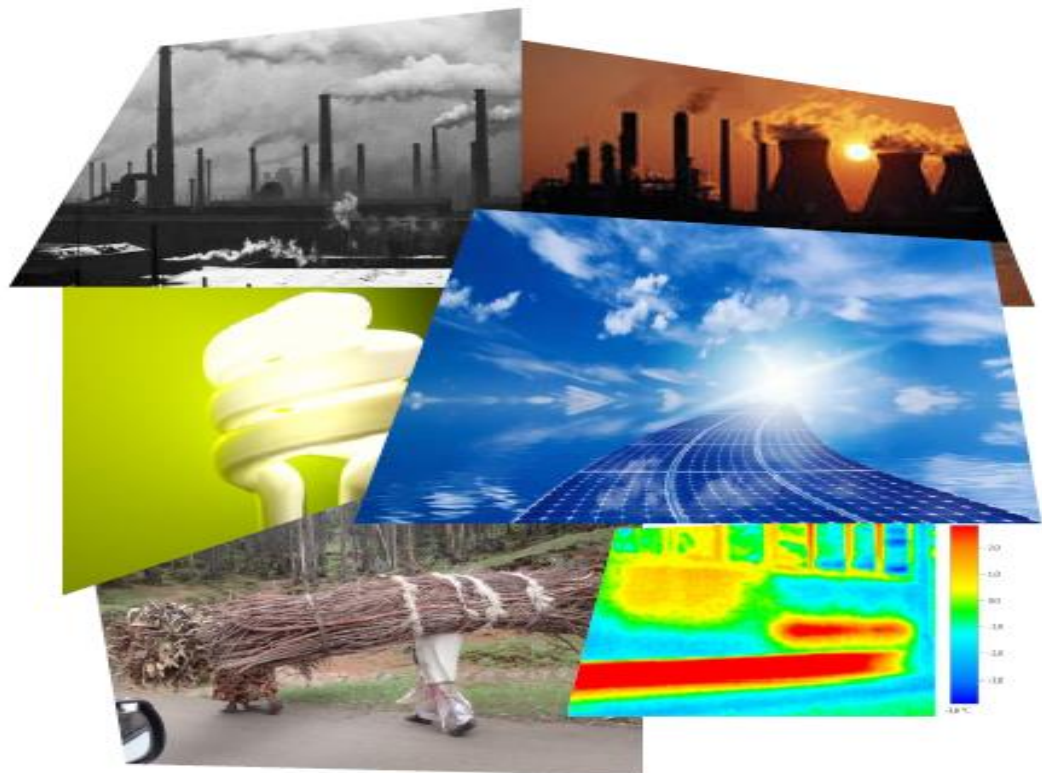




# **Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России.**

## **Перспективы до и после 2050 г.**

**Под редакцией И.А. Башмакова**



**Москва, 2014**

## Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ .....	4
ВВЕДЕНИЕ .....	7
<b>РАЗДЕЛ I. РЕЗЮМЕ ДЛЯ ЛИЦ, ПРИНИМАЮЩИХ РЕШЕНИЯ .....</b>	<b>9</b>
1 ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ДИНАМИКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ЗАДАЧИ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ИХ ОБЪЕМА .....	10
2 ТЕНДЕНЦИИ ДИНАМИКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИИ .....	13
3 НЕТ ОДНОЙ ДОРОГИ В БУДУЩЕЕ. ЭВОЛЮЦИЯ ВЗГЛЯДОВ НА ПЕРСПЕКТИВЫ ДИНАМИКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИИ .....	16
4 СОГЛАСОВАННЫЕ СЦЕНАРИИ И «ВИДЕНИЯ БУДУЩЕГО» .....	17
5 ТРАЕКТОРИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ .....	22
6 ТЕМПЫ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЕМКОСТИ И УГЛЕРОДОЕМКОСТИ .....	24
7 ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ И ТОПЛИВА .....	25
8 ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РАЗВИТИЕ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЕЕ ГЕНЕРАЦИИ .....	29
9 ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ И ВЫБРОСОВ ПГ В ОСНОВНЫХ СЕКТОРАХ .....	35
10 СТОИМОСТЬ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ .....	36
11 КАКИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО КОНТРОЛЮ ВЫБРОСОВ ПГ МОЖЕТ ВЗЯТЬ НА СЕБЯ РОССИЯ ПЕРИОД ДО 2030 Г. И ДО 2050 Г.? .....	41
ЛИТЕРАТУРА .....	43
<b>РАЗДЕЛ II. И.А. БАШМАКОВ. (ЦЭНЭФ). ФОРМИРОВАНИЕ СОГЛАСОВАННЫХ СЦЕНАРНЫХ УСЛОВИЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ ПО НИЗКОУГЛЕРОДНЫМ ТРАЕКТОРИЯМ ДО СЕРЕДИНЫ XXI ВЕКА .....</b>	<b>44</b>
1 ЗАЧЕМ НУЖНЫ СОГЛАСОВАННЫЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ТРАЕКТОРИИ РАЗВИТИЯ? .....	45
2 ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ СОГЛАСОВАННЫХ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАЕКТОРИЙ РАЗВИТИЯ .....	46
3 КОНЦЕПЦИИ БУДУЩЕГО .....	48
4 ДЕМОГРАФИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ .....	54
5 ТЕМПЫ И ПРОПОРЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА .....	56
6 РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА .....	60
7 НАБОР И ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕР ПОЛИТИКИ ПО КОНТРОЛЮ НАД ВЫБРОСАМИ ПГ .....	66
8 ФОРМИРОВАНИЕ МАТРИЦЫ СЦЕНАРИЕВ .....	68
9 ЗАДАЧИ СЦЕНАРНОГО АНАЛИЗА .....	70
10 МЕТРИКИ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ПАКЕТОВ МЕР ПО КОНТРОЛЮ НАД ВЫБРОСАМИ ПГ .....	70
11 ВХОДНЫЕ И ВЫХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОГНОЗОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИХ СРАВНЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗЫ ДАННЫХ .....	72
12 ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ .....	74
13 ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ГРУПП, ПРИНИМАЮЩИХ УЧАСТИЕ В ПРОЕКТЕ .....	75
ЛИТЕРАТУРА .....	77
<b>РАЗДЕЛ III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ОТДЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ГРУПП .....</b>	<b>80</b>
<b>И.А. БАШМАКОВ. (ЦЭНЭФ). СЦЕНАРИИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ ПО НИЗКОУГЛЕРОДНЫМ ТРАЕКТОРИЯМ ДО 2050 Г. ....</b>	<b>81</b>
1 МАТЕМАТИКА БУДУЩЕГО – ИНСТРУМЕНТЫ И ЛОГИКА АНАЛИЗА .....	81
2 ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО ОТДЕЛЬНЫМ СЦЕНАРИЯМ .....	83
3 СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО 11 СЦЕНАРИЯМ .....	96
4 ОТВЕТЫ НА ВОСЕМЬ ОСНОВНЫХ ВОПРОСОВ .....	105
ЛИТЕРАТУРА .....	108

<b>Ю.В. СИНЯК. (ИНП РАН). СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭК РОССИИ ДО 2060 Г. ....</b>	<b>109</b>
<b>1 КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О МОДЕЛИ ИНП РАН .....</b>	<b>109</b>
<b>2 ОСНОВНЫЕ СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ .....</b>	<b>112</b>
2.1 МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СЦЕНАРНОГО ПРОГНОЗА .....	112
2.2 ДИНАМИКА ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ И ЕГО РАССЕЛЕНИЯ ПО ТЕРРИТОРИИ СТРАНЫ.....	113
2.3 РАСЧЕТ СПРОСА НА ПОЛЕЗНУЮ ЭНЕРГИЮ.....	114
2.4 РЕСУРСЫ ТОПЛИВА И ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ ТОПЛИВ И СТОИМОСТИ ДОБЫЧИ .....	115
2.5 ОЖИДАЕМЫЕ ЦЕНЫ НЕФТИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ КАК ОРИЕНТИР ДЛЯ ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЕТОВ.....	125
2.6 ЭКСПОРТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.....	125
2.7 ИМПОРТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ .....	128
2.8 ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	128
2.9 ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ .....	130
2.10 ОГРАНИЧЕНИЯ НА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ .....	130
<b>3 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЕТОВ ПО РАЗВИТИЮ ТЭК РОССИИ В ПЕРИОД 2010-2060 ГГ. ....</b>	<b>131</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>142</b>
<b>А.А. МАКАРОВ. (ИНЭИ РАН). СЦЕНАРИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ ДО 2050 Г .....</b>	<b>143</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>152</b>
<b>С.В. ПАЛЬЦЕВ. (МИТ), Е.Б. КАЛИНИНА (НЕЗАВИСИМЫЙ ЭКСПЕРТ). ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭМИССИЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ: РОССИЯ В ГЛОБАЛЬНОЙ СИСТЕМЕ .....</b>	<b>153</b>
<b>АННОТАЦИЯ .....</b>	<b>153</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>153</b>
<b>1 МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ .....</b>	<b>155</b>
<b>2 ОЦЕНКИ ЗАТРАТ НА КЛИМАТИЧЕСКУЮ ПОЛИТИКУ.....</b>	<b>157</b>
<b>3 КОПЕНГАГЕНСКОЕ СОГЛАШЕНИЕ И ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТЬ.....</b>	<b>158</b>
<b>4 СЦЕНАРИЙ СТАБИЛИЗАЦИИ КЛИМАТА .....</b>	<b>162</b>
<b>5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>164</b>
<b>6 БЛАГОДАРНОСТЬ .....</b>	<b>165</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОСНОВНЫЕ ИНДИКАТОРЫ ДЛЯ РОССИИ В СЦЕНАРИИ КОПЕНГАГЕНСКОГО СОГЛАШЕНИЯ .....</b>	<b>166</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОСНОВНЫЕ ИНДИКАТОРЫ ДЛЯ РОССИИ В СЦЕНАРИИ СТАБИЛИЗАЦИИ КЛИМАТА.....</b>	<b>167</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>169</b>
<b>О.В. ЛУГОВОЙ, В.Ю. ПОТАШНИКОВ, Д.С. ГОРДЕЕВ (РАНХ ИГС). ПРОГНОЗЫ ЭНЕРГОБАЛАНСА И ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ НА МОДЕЛИ RU-TIMES .....</b>	<b>170</b>
<b>АННОТАЦИЯ .....</b>	<b>170</b>
<b>1 МОДЕЛЬ RU-TIMES.....</b>	<b>170</b>
<b>2 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ.....</b>	<b>171</b>
<b>3 АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ К ПРЕДПОСЫЛКАМ.....</b>	<b>176</b>
<b>4 ПРЕДЕЛЬНЫЕ ИЗДЕРЖКИ СОКРАЩЕНИЯ .....</b>	<b>177</b>
<b>5 ВЫВОДЫ.....</b>	<b>178</b>

## Предисловие

Про низкоуглеродную экономику и снижение выбросов парниковых газов говорят в ООН, на международных и российских конференциях, на заседаниях правительственных органов, в СМИ и в экологических организациях. Однако нередко в данное понятие вкладывается самый разный смысл. Кто-то считает, что это «затягивание поясов», другие говорят о больших выгодах для экономики и здоровья людей. В ООН наиболее уязвимые страны настаивают на безусловном и радикальном сокращении выбросов, а «западные» экономисты пытаются найти оптимум между затратами на сокращение выбросов и на адаптацию к негативным последствиям изменения климата. Развивающиеся страны считают, что главный источник средств – государственные бюджеты стран-доноров, а сами эти страны на первый план выдвигают частное финансирование внедрения низкоуглеродных технологий в глобальном масштабе.

Понять, *что* для России означает сокращение выбросов парниковых газов, очень важно и своевременно, тем более что в конце 2015 года в Рамочной конвенции ООН об изменении климата ожидается принятие нового глобального соглашения, которое должно прийти на смену Киотскому протоколу. Нужен ответ и для внутренних целей. Когда такие быстроразвивающиеся страны, как Китай, Южная Корея, ЮАР, Бразилия говорят об ограничении выбросов и вводят системы их внутреннего регулирования, нельзя не задуматься о причинах и целях. Более глубокий анализ показывает, что выбросы CO<sub>2</sub> – очень удобный инструмент «мягкого» принуждения бизнеса к введению новых технологий, причем такой, где можно воедино связать разные сектора экономики и достичь оптимума развития и конкурентоспособности при минимуме затрат. Потребление угля, газа и нефтепродуктов – фактически, синоним выбросов CO<sub>2</sub> – удобный и легко проверяемый «общий знаменатель» эффективности, ведь, фактически, любая новая технология более энергоэффективна, чем старая.

Данная работа максимально полно отвечает на поставленный вопрос. Здесь собраны все сценарии и подходы развития энергетики и потребления топлива в широком смысле слова. Очень важно, что они проанализированы уже с точки зрения новой ситуации, когда наглядно проявились проблемы России и отброшены «радужные мечты» стремительного развития.

Работа охватывает львиную долю российских антропогенных выбросов парниковых газов (примерно  $\frac{3}{4}$ ) – то, что приходится на сжигание угля, газа, торфа и нефтепродуктов во всех секторах экономики страны (так называемой «энергетике в широком смысле слова», как это принято в международных методических рекомендациях). Косвенно данная работа затрагивает еще примерно 15% выбросов, которые также зависят от модернизации энергетики России (имеются в виду утечки метана, прежде всего, в нашей огромной и устаревшей газотранспортной системе). Оставшиеся 10% связаны с сельским хозяйством, захоронением отходов, рядом технологических процессов в производстве алюминия и т.п. Кроме того, есть поглощение CO<sub>2</sub> лесами России, которое сейчас компенсирует примерно  $\frac{1}{4}$  всех выбросов парниковых газов, но имеет тенденцию к уменьшению. Часть российских выбросов, не охваченная данной работой, тоже важна и таит в себе массу проблем, но все же львиная доля – главное. Поэтому представленную работу можно рассматривать как анализ доминирующей части выбросов России и как основу для анализа и построения основной части стратегии нашей страны по парниковым газам.

Уникальной особенностью данного труда является консолидация усилий большинства исследовательских групп и единое представление их результатов во взаимосопоставимом виде. Это позволяет показать руководству страны, что российское экспертное сообщество, прогнозирующее ход выбросов парниковых газов на будущее, совершенно не разобщено и

очень профессионально. Различия в прогнозах вызваны не ошибками, а разными входными предположениями, например, о росте ВВП, или разными внешними целевыми показателями, например, достижением определенного уровня выбросов.

Подобная консолидация, где руководителю данной работы И.А. Башмакову принадлежала ключевая роль, немало способствовала принятию Россией решений на самом высоком уровне. Указ Президента № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» (подписан 30 сентября 2013 г.) недавно получил «План мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году» (Распоряжение правительства Российской Федерации № 504-р от 2 апреля 2014 г.). Одной из задач плана является прогноз выбросов на 2030 год, другой – анализ выгод и затрат при регулировании выбросов CO<sub>2</sub>; ответы на оба эти вопроса можно найти в работе. Однако ответы даны в той форме, как это принято в науке: показаны плюсы и минусы различных сценариев, реальность или нереальность различных вариантов действий, возможные варианты международных обязательств. «Директивных» рекомендаций здесь нет и быть не должно, это уже не сфера науки, а прерогатива принятия решений правительством.

По научному подходу, а также по глубине проработки вопросов данный труд имеет прямое сходство с Пятым оценочным докладом Межправительственной группы экспертов по изменению климата (AR5 IPCC), где И.А. Башмаков также является ведущим автором. Однако международный доклад AR5 IPCC не может давать рекомендации конкретным странам, а представленный труд четко говорит о нуждах и возможностях России.

Принципиально важный вывод работы заключается в том, что есть определенный уровень выбросов CO<sub>2</sub>, удерживать который (или снижать до которого после небольшого пика) России экономически выгодно без учета каких-либо дополнительных соображений – климатических, конкурентных или имиджевых. Ориентировочно это 70% от 1990 г., то есть примерно нынешний уровень.

Во-вторых, все группы исследователей едины во мнении, что технически Россия может снизить выбросы гораздо сильнее – к 2050 г. до 30% от 1990 г. или даже ниже. Наша страна может наравне с другими странами мира перейти на малоуглеродную, а затем и на безуглеродную энергетику. Конечно, это большие затраты. По мнению Всемирного фонда дикой природы (WWF-России), пойти на них придется, так как из двух зол нужно будет выбирать меньшее – огромные затраты на адаптацию к изменению климата и ликвидацию чрезвычайных ситуаций к тому принудят. Однако пока оценок этих затрат для нашей страны нет, и получить их непросто.

В отличие от наиболее уязвимых стран, России в целом не грозит дефицит воды, подъем уровня моря или тайфуны. Ущерб, прежде всего, будет от все более частых опасных гидрометеорологических явлений (наводнений, сильных ветров, ливневых осадков, метелей, волн жары и т.п.), их уже в 2 раза больше, чем было в 1990-е годы, но чтобы дать точный прогноз и подсчитать убытки, потребуются немало новых знаний и немало лет.

С другой стороны, подсчеты для наиболее уязвимых стран уже есть; придет время, будут они и для России. Тогда представленная здесь работа должна быть кардинально изменена, нужно будет искать оптимум суммарных затрат на снижение выбросов и на адаптацию к негативным климатическим эффектам.

Пока же данный труд дает нам максимально четкое представление о путях и возможностях низкоуглеродной экономики и трансформации России. Донести эту информацию до широкого круга специалистов очень важно, поэтому WWF России решил помочь в издании работы. Хотя авторам удалось изложить материал хорошим и даже образным языком, и они специально сделали резюме для лиц, принимающих решения, но

все же этот труд – для специалистов, он слишком «тяжел» для чтения неподготовленными читателями, представителями СМИ, экологами. Поэтому представляется важным подготовить на основе данного труда популярную брошюру для широкой публики и объяснить, что рост выбросов CO<sub>2</sub> – не является условием развития и благосостояния страны, более того, Россия может достойно участвовать в глобальном переходе на «зеленую» энергетику и «зеленую» экономику.

А.О. Кокорин

Руководитель программы «Климат и энергетика» WWF России

## Введение

В данной книге представлены результаты исследования «Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России. Перспективы до и после 2050 г.» (Costs and benefits of low-carbon economy and society transformation in Russia. 2050 Perspective). Работа была организована Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) в сотрудничестве с экспертами Института народнохозяйственного прогнозирования Российской академии наук (ИНП РАН), Института энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН), Российской академии народного хозяйства и государственной службы (РАНХиГС), Института экономической политики им. Е.Т. Гайдара и Массачусетского технологического института (MIT). Использовались также результаты, полученные экспертами Международного энергетического агентства.

Данное исследование – уникальный для России проект, в рамках которого эксперты разных исследовательских групп разработали сценарии динамики выбросов парниковых газов (ПГ), порожденных сектором «энергетика» (все виды деятельности, в которых сжигается топливо и происходят выбросы ПГ и (или) утечка в атмосферу ПГ при добыче, транспортировке и конечном использовании топлива) Российской Федерации. Предварительно были определены и согласованы условия расчетов для определения долгосрочных траекторий выбросов ПГ как для обеспечения большей сопоставимости результатов, так и для более полного охвата и структурирования «пространства решений» задачи контроля над выбросами. Принятый правительством в апреле 2014 г. «План мероприятий по обеспечению установленного объема выбросов парниковых газов» предполагает разработку сценарного прогноза выбросов парниковых газов на период до 2020 г. и на перспективу до 2030 г. Данная работа является важным шагом для выполнения этого пункта плана.

Целью данного проекта являлось определение затрат и выгод, связанных с реализацией стратегий низкоуглеродного развития России до середины XXI века, и исследование вопроса о том, является ли низкоуглеродное развитие экономики тормозом или источником экономического роста в России. Выполнение проекта силами нескольких перечисленных выше российских и зарубежных прогнозных групп позволило получить взвешенные и сбалансированные ответы на вопросы о наличии связи между экономическим развитием России и переходом на низкоуглеродные траектории развития и о возможных обязательствах по контролю над выбросами ПГ, которые может взять на себя Россия в период до 2030 г. и до 2050 г.

Книга состоит из трех разделов. В первом разделе – Резюме для лиц, принимающих решения, – в сжатой и ясной форме представлены основные обобщенные итоги работы. В нем сформулированы основные выводы и отражена степень согласия экспертного сообщества в отношении их справедливости. В этом разделе не только показаны траектории динамики выбросов, но и представлена довольно подробная картина возможной эволюции энергетической системы России. Палитра этой картины намного богаче той, которая обычно используется в официальных документах, таких, например, как Энергетическая стратегия России. Она более широко и разносторонне представляет возможные альтернативы развития ТЭК на период до 2050 г.

Во втором разделе, который подготовлен ЦЭНЭФ, описаны согласованные условия расчетов для формирования долгосрочных прогнозов траекторий выбросов парниковых газов. Этим условиям придерживались отдельные исследовательские группы при проведении сценарных расчетов для обеспечения большей сопоставимости результатов прогнозов и

более полного охвата и структурирования «пространства решений» задачи контроля над выбросами.

Третий раздел сформирован из работ отдельных исследовательских групп, где изложены полученные ими основные результаты. В него вошли работы И.А. Башмакова (ЦЭНЭФ), Ю.В. Синяка (ИНП РАН), А.А. Макарова (ИНЭИ РАН), С.В. Пальцева и Е.Б. Калининой (МИТ), О.В. Лугового, Д.С. Гордеева и В.Ю. Поташникова (РАНХиГС и ИЭП им. Е.Т. Гайдара).

Данная книга ориентирована, в первую очередь, на специалистов и на лиц, принимающих решения. Отдельно по итогам этой работы было также подготовлено резюме для всех, кому интересны вопросы стабилизации климата на планете, которое, однако, не вошло в книгу. В нем результаты работы представлены в виде ответов на двенадцать часто задаваемых вопросов.

Книга является логическим продолжением серии работ по изучению возможностей формирования низкоуглеродной экономики в России. Первая работа<sup>1</sup> была посвящена выявлению факторов, определивших динамику выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России в 1990-2011 гг. Вторая работа<sup>2</sup> была посвящена сравнению разработанных в России в 2008-2012 гг. прогнозов российских выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» на перспективу до 2060 г.

Хочется надеяться, что первый положительный опыт взаимодействия и обмена результатами прогнозов между группами экспертов позволит заложить основы работы постоянного форума для обсуждения долгосрочных перспектив экономического, энергетического и экологического развития России, а результаты такого сотрудничества послужат надежной базой для принятия важных решений относительно политики России в сфере контроля над выбросами парниковых газов.

Авторы выражают благодарность Т.Б. Шишкиной за редактирование книги и О.С. Ганзюк за ее подготовку к печати.

Авторы выражают искреннюю благодарность Фонду дикой природы (WWF), который нашел возможным обеспечить финансирование издания данной книги.

И.А. Башмаков

Исполнительный директор ЦЭНЭФ

Лауреат Нобелевской премии мира 2007 г. в составе учрежденной ООН и Всемирной метеорологической организацией Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК)

---

<sup>1</sup> Башмаков И.А. и А.Д. Мышак. *Факторы, определившие динамику выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России. Анализ на основе данных национального кадастра.* – М.: АНО «Метеоагентство Росгидромета», 2012.

<sup>2</sup> Башмаков И.А. и А.Д. Мышак. (2013). *Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010-2060 гг.* Проблемы прогнозирования. В печати.



## Раздел I

### Резюме для лиц, принимающих решения

*Основные авторы:*

И.А. Башмаков и А.Д. Мышак                      Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ)

*Авторы и исследовательские группы, принявшие участие в работе:*

Ю.В. Синяк                                      Институт народнохозяйственного прогнозирования  
Российской академии наук (ИНП РАН)

А.А. Макаров                                    Институт энергетических исследований Российской академии  
наук (ИНЭИ РАН)

С.В. Пальцев и Е.Б. Калинина                      Массачусетский технологический институт (MIT)  
Независимый эксперт

О.В. Луговой                                    Российская академия народного хозяйства и государственной  
службы (РАНХиГС)

Д.С. Гордеев и В.Ю. Поташников                      Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара

## 1 Глобальные тенденции динамики выбросов парниковых газов и задачи по ограничению их объема

Установлено, что влияние человека является доминирующей причиной потепления. Способность природных систем поглощать парниковые газы ограничена. Поэтому аналогично тому, как попытка подлить воды в полный стакан приводит к проливанью воды на скатерть, даже небольшие по сравнению с бюджетом циркулирующего в природе углерода дополнительные антропогенные выбросы ПГ ведут к повышению их концентрации в атмосфере и к глобальному потеплению.

Смягчение антропогенного воздействия на климат возможно за счет мер по контролю над выбросами. На это нацелены Рамочная конвенция ООН об изменении климата (1992 г.) и Киотский протокол к этой конвенции (1997 г.). Рамочная конвенция поставила задачу не допускать опасного антропогенного воздействия на климатическую систему. Для этого необходимо удержание повышения средней глобальной приземной температуры в пределах 1,5-2°C по сравнению с доиндустриальным периодом. Реализация Киотского протокола должна была позволить развитым странам сократить выбросы ПГ на 5% в 2008-2012 гг. по сравнению с уровнем 1990 г. В Копенгагене в 2009 г. попытка продлить и расширить Киотский протокол потерпела неудачу. Однако там же многие страны и группы стран взяли на себя обязательства по контролю над выбросами на период до 2020 г. и далее.

В 2000-2010 гг. глобальные выбросы ПГ росли быстрее (на 2,2% в год), чем в три предшествующих десятилетия (на 1,3% в год в 1970-2000 гг.), несмотря на глобальный экономический кризис и на усилия растущего числа стран реализовать Рамочную конвенцию ООН об изменении климата и Киотский протокол (рис. 1). За последние четыре десятилетия накопленные с 1750 г. выбросы углекислого газа удвоились: с 900 млрд т CO<sub>2</sub> в 1750–1970 гг. до 2000 млрд т CO<sub>2</sub> в 1750–2010 гг. CO<sub>2</sub> по-прежнему является основным антропогенным парниковым газом (доля в 2010 г. – 76%). Еще 16% составляет метан, 6% – закись азота и 2% – прочие парниковые газы. Выбросы ПГ от сжигания топлива превысили в 2013 г. 32 млрд т CO<sub>2-экв.</sub> и при отсутствии жестких мер политики по их контролю могут вырасти до 50-70 млрд т CO<sub>2-экв.</sub> к 2050 г. и до 90 млрд т CO<sub>2-экв.</sub> к 2100 г.

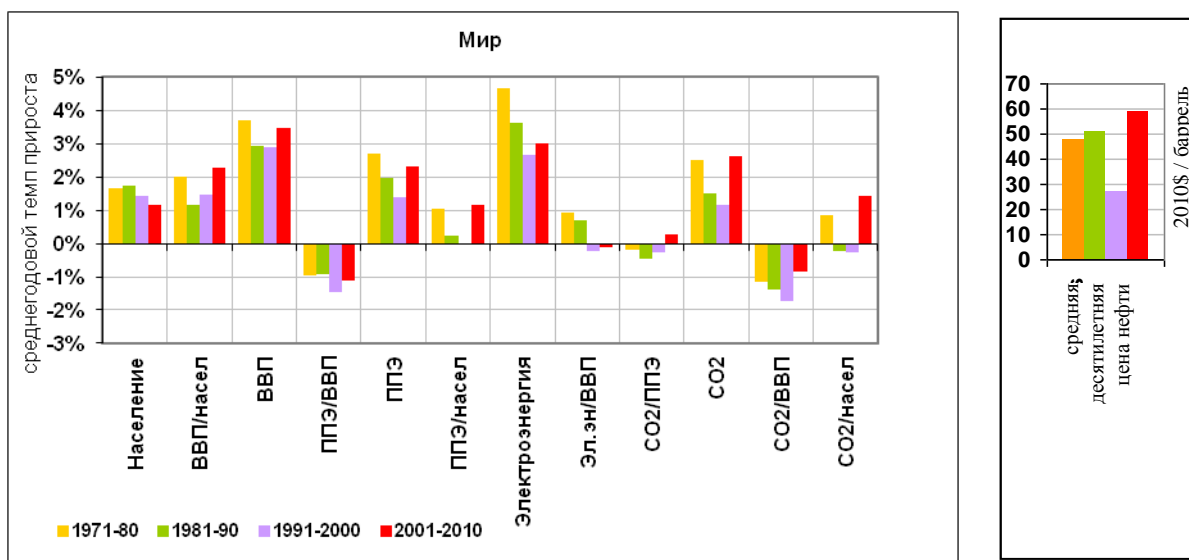
Энергетический сектор (производство и добыча, преобразование и передача энергии) является главным и наиболее динамично растущим источником ПГ. В 2010 г. 35% выбросов ПГ пришлось на энергетический сектор, 24% на землепользование и изменение землепользования, 21% на промышленность, 14% на транспорт и 6% на здания. С учетом косвенных выбросов от производства электро- и теплоэнергии доли промышленности и зданий вырастают до 32% и 18% соответственно. Чтобы ограничить рост потепления уровнем 2°C, удельные выбросы ПГ на производство электроэнергии должны снизиться до уровня ниже 100 г CO<sub>2-экв.</sub>/кВт·ч к 2050 г. и почти до нуля к 2100 г.

Сценарные расчеты показывают, что без существенных дополнительных мер по контролю над выбросами в ближайшие 20 лет будет практически невозможно удерживать концентрацию ПГ в атмосфере в рамках 450-500 частей на миллион CO<sub>2-экв.</sub>. Это означает, что потребуются беспрецедентные усилия по снижению выбросов в 2030-2050 гг. или широкомасштабное применение технологий удаления ПГ из атмосферы или ее охлаждения в последующие годы. Хотя смягчение воздействия на климат сопряжено с существенными затратами, оценки которых сильно различаются, эти затраты могут быть существенно снижены за счет устранения барьеров для проникновения на рынок

низкоуглеродных технологий, а также при учете большого числа сопутствующих положительных косвенных эффектов.

**Главными факторами роста мировой эмиссии ПГ стали рост численности населения и рост экономики, которые перекрывали сдерживающее влияние повышения энергоэффективности при разнонаправленном вкладе изменения углеродоемкости энергии** (рис. 1). Ускорение роста ВВП на душу населения привело к ускорению роста мирового ВВП даже при замедлении роста численности населения. Темп снижения энергоемкости, движимой совершенствованием технологической и отраслевой структуры ВВП, оказался, во-первых, ниже, чем в 90-х, во-вторых, неравномерным (снижение прерывалось три раза в последние 10 лет) и в-третьих, недостаточным, чтобы блокировать рост потребления первичной энергии. Источник этого роста находился в странах, не входящих в ОЭСР. Потребление энергии на душу населения вновь начало интенсивно расти после стабилизации в 80-х и 90-х годах.

**Рисунок 1. Комбинация факторов, определявших глобальное потребление энергии и динамику выбросов CO<sub>2</sub> от сектора энергетика в 1971-2010 гг.**



Источники: на базе данных (IEA, 2011a); (IEA, 2011b); (BP, 2011).

**Тренд к диверсификации мирового энергобаланса в целом сохранился, однако, органическое топливо сохраняло и укрепляло в нем доминирующие позиции.** Нефть по-прежнему теряла свою долю на рынке. Тем не менее, ее потребление увеличивалось на 1% в год, в основном, на транспорте и в развивающихся странах. Потребление нефти в странах ОЭСР вышло на пик в 2005 г. и с тех пор снижается. Потребление природного газа росло на 2,7% в год, но даже при этом в прошлом десятилетии он потерял статус самого динамично растущего органического топлива. В начале XXI века долгосрочная тенденция к снижению доли угля в мировом энергобалансе была временно прервана. Потребление угля росло на 4% в год и сформировало почти половину прироста потребления первичной энергии. Прирост потребления угля только в Азии (главным образом, в Китае и Индии) в 2000-2010 гг. был равен приросту всего глобального потребления энергии за счет всех источников в 1990-2000 гг.

**На долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в 2010 г. пришлось 13,5% мирового производства первичной энергии и 21% производства электроэнергии. ВИЭ стали третьим по значимости источником выработки электроэнергии после угля и**

**природного газа с большими шансами выйти на вторую позицию уже к 2020 г.** Выработка электроэнергии на ВЭС выросла за последние 10 лет в 5 раз, на СЭС – в 25 раз. В 2012 г. на ВЭС уже приходилось 2% всей выработки электроэнергии, и эта доля ежегодно увеличивалась на 0,3% после 2008 г. Основная часть прироста выработки на ВЭС и СЭС пришлась на страны ОЭСР и Китай. На долю ГЭС пришлось 16,3% выработки электроэнергии в 2012 г. (ВР, 2013).

**На долю ядерной энергетики, отягощенной проблемами безопасности, захоронения отходов, нераспространения ядерного оружия и растущей капиталоемкости в 2012 г. пришлось только 11% выработки электроэнергии против 17% в 1993 г.** Ее вклад в глобальное производство первичной энергии снижается с 2002 г., а абсолютная выработка электроэнергии – с 2006 г. Все эти тенденции сложились задолго до аварии на АЭС Фукусима в марте 2011 г. Рост выработки на АЭС после 2006 г. наблюдался, в основном, в Китае и России.

Сочетание этих факторов привело к парадоксальному результату: **именно в десятилетие самой активной политики контроля над выбросами ПГ на смену тенденции снижения глобальной углеродоемкости энергии, отмечавшейся в 1970-2000 гг., пришла тенденция к ее росту после 2000 г.** (рис. 1). В итоге, рост выбросов ПГ от сжигания топлива и в процессах его добычи ускорился (рис. 2). В 2011 г. прирост составил, по разным данным, около 3%, а в 2012 г. – еще около 2% (IEA, 2013; ВР, 2013; Enerdata, 2013). Глобальные тенденции скрадывают большие различия в региональной динамике как объемов и структуры потребления энергии, так и динамики выбросов (рис. 2).

**В 2010 г. главным источником выбросов стала Азия (41% глобальных выбросов). Китай отодвинул США с первой позиции по объему выбросов, а Индия заняла третье место, отодвинув с него Россию.** Рост выбросов ПГ в странах, не входивших в 1990 г. в ОЭСР, ускорился с 1,7% в 1991-2000 гг. до 5% в 2001-2010 гг. Именно страны Азии и именно в секторе производства, преобразования и транспорта энергии определили ускорение роста глобальных выбросов ПГ в 2000-2010 гг. На долю Азии пришлось 79% прироста выбросов в 1991-2000 гг. и 83% в 2001-2010 гг. Несмотря на то, что в среднем в мире и во многих его регионах удельные выбросы ПГ на душу населения снизились, в Азии они выросли на 64% (рис. 2). В Китае они уже превысили уровень отдельных стран ЕС, например, Франции.

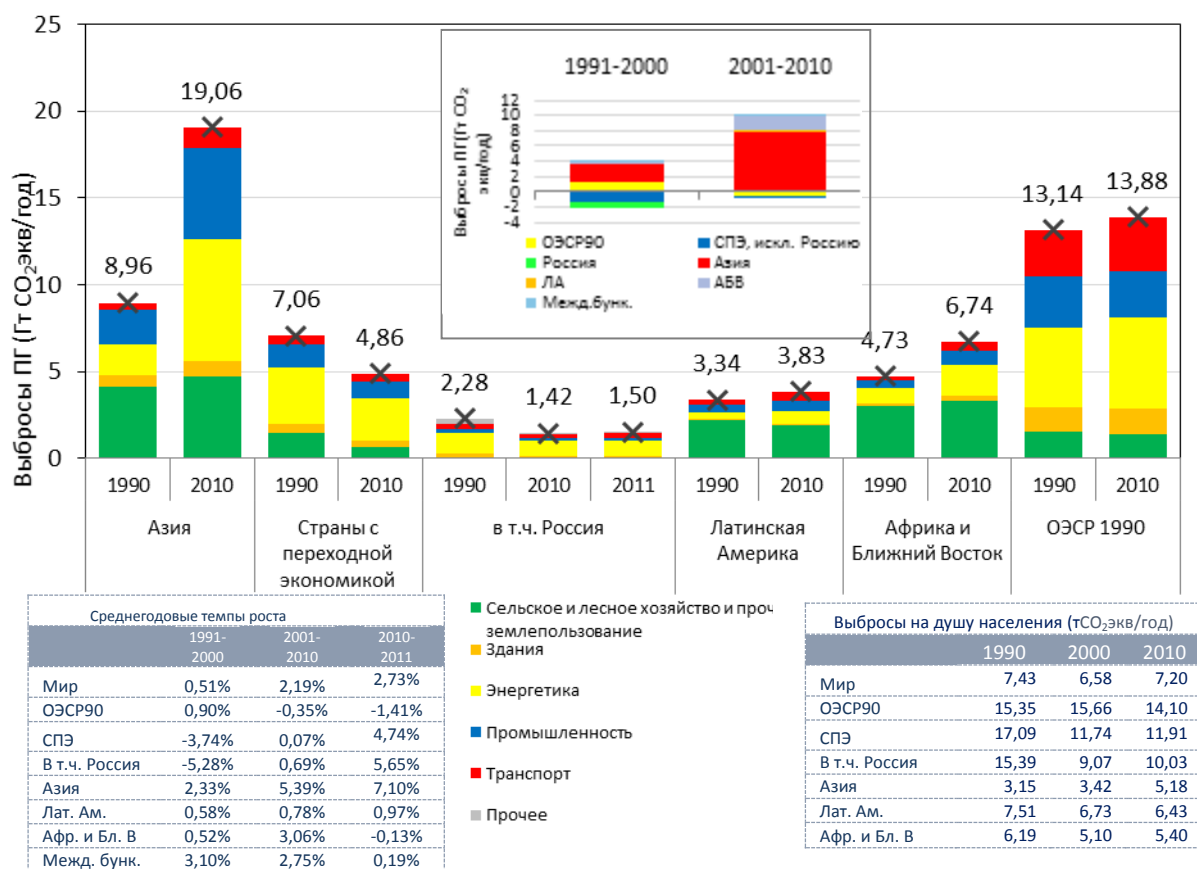
**Страны с переходной экономикой, включая Россию, оказались единственной группой стран, в которой выбросы в 2010 г. были существенно ниже уровня 1990 г.** Только этой группе стран удалось разорвать связь между экономическим ростом и динамикой выбросов ПГ: в 2010 г. ВВП этого региона был на 10% выше, чем в 1990 г, а выбросы ПГ – на 29% ниже.

**Без дополнительных усилий по контролю над выбросами к 2100 г. потепление достигнет 3,7-4,8°C. Чтобы удержать уровень потепления в пределах 2°C, необходимо снизить глобальные выбросы ПГ к 2050 г. на 40-70%, а к 2100 г. – практически до нуля.** Такие выводы сформулированы в Резюме для политиков, подготовленном Рабочей группой III МГЭИК а рамках Пятого оценочного доклада<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Climate Change 2014. Mitigation of climate change. Summary for policy makers. Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the IPCC. Accepted by the 39<sup>th</sup> Session of IPCC. Berlin, Germany.

**Рисунок 2. Выбросы ПГ от сжигания топлива по секторам и по регионам мира в 1990 г. и 2010 г.**



Примечания: ОЭСР90 – ОЭСР в составе стран-членов в 1990 г., СПЭ – страны с переходной экономикой. ЛА – Латинская Америка; АБВ – Африка и Ближний Восток. Верхняя диаграмма показывает вклады регионов в изменение уровня эмиссии за десятилетие.

Источник: Построено авторами по данным IEA/EDGAR dataset (IEA, 2012a; JRC/PBL, 2012), данные по России – из национальной инвентаризации 2013 года, данные по регионам за 2011 год – IEA, 2013a.

## 2 Тенденции динамики выбросов парниковых газов в России<sup>4</sup>

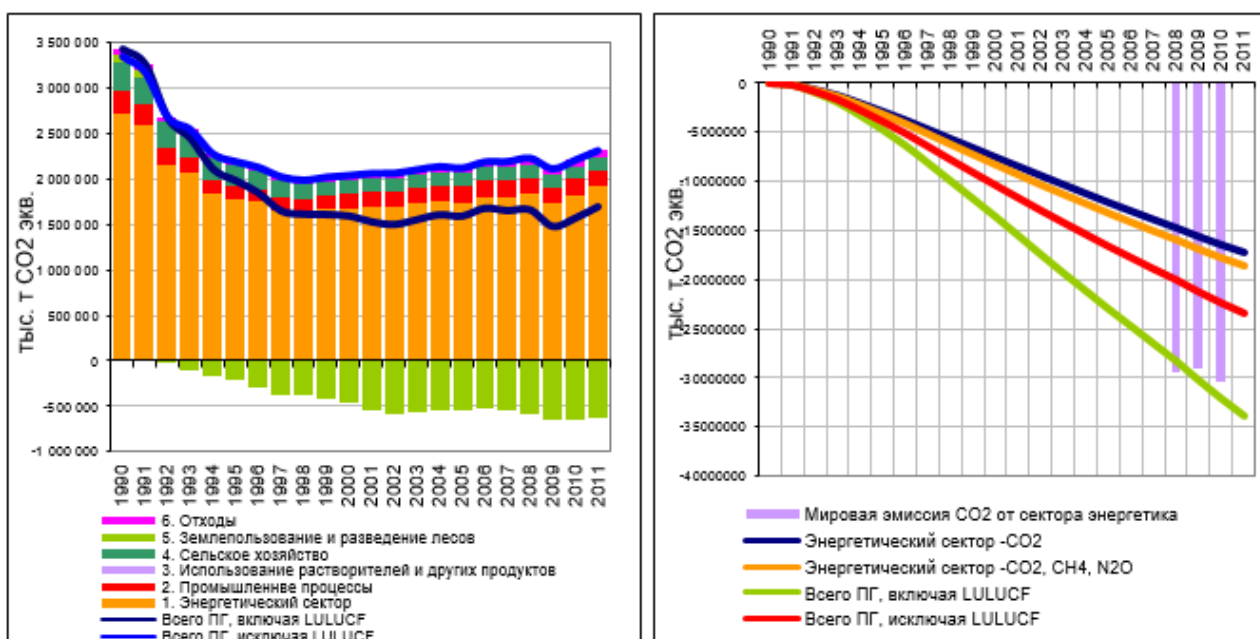
Официальная информация об объемах выбросов парниковых газов (ПГ) в России приводится в «Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом» (далее – Национальный доклад), который представляется Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет) и готовится Институтом глобального климата и экологии Росгидромета и РАН (Росгидромет, 2013). Такой доклад готовится ежегодно и представляется в секретариат РКИК ООН в соответствии с обязательствами России как страны-участницы РКИК ООН, относящейся к Приложению I, в которое входят развитые страны и страны с переходной экономикой. Согласно этим данным, выбросы ПГ в России в 2011 г. были на 29% ниже, чем в 1990 г.

<sup>4</sup> См. подробный анализ тенденций и факторов динамики выбросов ПГ в 1990-2011 гг. в (Башмаков и Мышак, 2012).

Тогда как большинство стран продолжали наращивать выбросы, усилиями одной только России удалось задержать негативное антропогенное воздействие на климат на целый год. В 1991-2000 гг. Россия внесла самый значимый вклад в снижение глобальных выбросов ПГ. Наиболее существенное снижение выбросов произошло в 1990-1998 гг. Затем выбросы стали медленно расти, что компенсировалось ростом стоков. В 2011 г. в России выбросы и стоки всех ПГ из всех источников оказались на 51% ниже уровня 1990 г. Это один из самых высоких показателей снижения в мире. Выбросы ПГ от энергетического сектора в 2011 г. были ниже уровня 1990 г. на 30%. В 2000-2010 гг. рост выбросов в России оказался незначительным. В 1991-2010 гг. кумулятивное снижение выбросов ПГ в России (с учетом стоков) составило 32,3 млрд т CO<sub>2</sub>-экв. (рис. 3). Это больше глобального годового выброса CO<sub>2</sub> от сектора «энергетика» (31,3 млрд т CO<sub>2</sub>-экв. в 2011 г.) (IEA, 2013a).

В 1991-2011 гг. Россия являлась мировым лидером по кумулятивному снижению выбросов ПГ и в значительной степени компенсировала прирост выбросов в других регионах мира. Если выбросы CO<sub>2</sub> от сектора «энергетика» в 1990-2010 гг. в мире выросли на 45%, то в России они снизились на 37%. Кумулятивное снижение выбросов CO<sub>2</sub> от сектора «энергетика» в России за 1991-2011 гг. равно 5-летней эмиссии ЕС, превышает 3-летнюю эмиссию США и 2-летнюю эмиссию Китая. В России в структуре выбросов ПГ доминируют энергетические отрасли и технологические выбросы и утечки от тех же энергетических отраслей. В целом, на отрасли ТЭК в 2010 г. пришлось 71% всех выбросов от сектора «энергетика». Основными источниками прироста выбросов в 2000-2011 гг. стали: автомобильный транспорт (46% прироста), выработка электроэнергии (44%), здания (31%), трубопроводный транспорт (14%) и промышленность (10%). Основными источниками снижения выбросов в 2000-2011 гг. стали: производство тепловой энергии (компенсировало 46% прироста) и сельское хозяйство (компенсировало 7% прироста).

**Рисунок 3. Динамика и структура выбросов парниковых газов по основным секторам в Российской Федерации (а) и динамика кумулятивного снижения выбросов ПГ в Российской Федерации (б)**



а

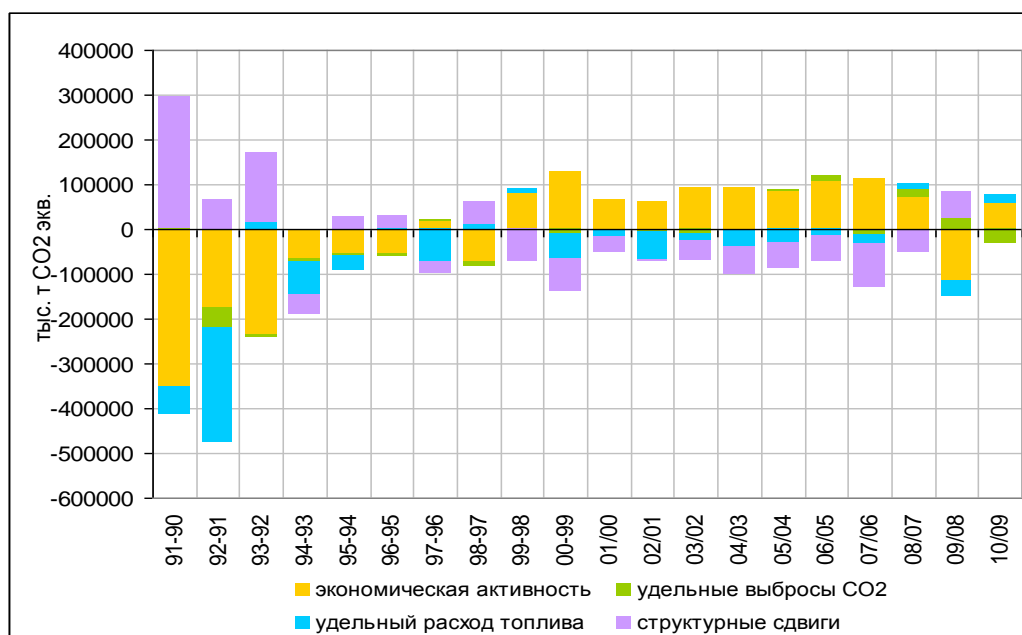
б

Источник: Башмаков И.А. и А.Д. Мышак. (2012).

**Факты разительно контрастируют с широко распространенным мнением, что главной причиной снижения выбросов в России стал экономический кризис первой половины 90-х годов. Если бы причиной был только этот фактор, и никакие другие меры политики не давали бы эффекта, то в 2011 г. в России выбросы уже превышали бы уровень 1990 г.** Вплоть до 1995 г. падение экономической активности приводило к снижению выбросов (рис. 4). Это затем повторялось в годы кризисов: 1998 г. и 2009 г. Если бы в 2000-2011 гг. экономический рост происходил равномерно во всех сферах деятельности, а удельные расходы энергии и удельные выбросы не снижались бы, то в 2011 г. выбросы ПГ в секторе «энергетика» превысили бы уровень 1990 г. на 3,6%. Однако в действительности выбросы ПГ в 2011 г. оставались ниже этого уровня на 30%.

**Политика структурного реформирования российской экономики внесла основной вклад в торможение выбросов и обеспечила практический «декаплинг» при высоких темпах роста экономики России.** Потенциал роста выбросов за счет экономического роста был нейтрализован рядом факторов, которые их снижали: структурные сдвиги в экономике обеспечили 84,1% такого снижения, снижение удельных выбросов ПГ на единицу топлива за счет роста доли использования природного газа – еще 4,2%; повышение энергоэффективности – 8,8%; рост загрузки производственных мощностей – 2,3%, а ценовой фактор – 0,5% (рис. 4). Каждый процент прироста (снижения) ВВП сопровождался ростом (снижением) выбросов ПГ в секторе «энергетика» только на 0,35%. Поскольку основными источниками выбросов являются сектора, слабо подверженные циклическим колебаниям экономической конъюнктуры, – отрасли ТЭК, жилищный сектор и автомобильный транспорт, – при падении ВВП структурный фактор относительно замедляет падение выбросов, а при росте ВВП, напротив, замедляет их рост. Эффект влияния циклических факторов усиливается при учете колебаний загрузки производственных мощностей: при ее падении в фазе кризиса удельные расходы энергии (а вслед за ними и удельные выбросы) растут, а при снижении, напротив, падают.

**Рисунок 4. Вклад отдельных факторов в динамику выбросов трех ПГ от сжигания топлива**



Источник: Башмаков И.А. и А.Д. Мышак (2012).

**Технологическое повышение эффективности использования энергии также обеспечило заметный вклад в снижение выбросов. Однако он мог бы быть бóльшим.** Вклад технологического фактора в снижение энергоемкости ВВП не превысил 1% в год. Это примерно так же, как и в развитых странах. Сократить технологический разрыв с ними в уровне энергоэффективности в 2000-2010 гг. практически не удалось.

**Жизнь посрамила тезис о том, что сдерживание выбросов CO<sub>2</sub> чревато для России потерями экономического роста.** Если бы в 2006-2008 гг. российская экономика росла без перегрева (примерно на 5% в год), не стараясь воплотить еще один ложный тезис об удвоении ВВП за 7 лет, то, возможно, прироста выбросов CO<sub>2</sub> и ПГ в целом в 1998-2011 гг. в России не было бы вовсе. Главная ошибка автора этих тезисов – А. Илларионова – в том, что он не учел эффект структурных сдвигов и механически перенес результаты межстранового анализа для стран с инвестиционной моделью роста (рост в значительной степени за счет строительства новых мощностей) на Россию, в которой в 2000-2011 гг. доминировал восстановительный рост (прирост производства, в основном, за счет повышения загрузки имеющихся производственных мощностей, а не строительства новых).

### **3 Нет одной дороги в будущее. Эволюция взглядов на перспективы динамики выбросов парниковых газов в России<sup>5</sup>**

Несмотря на то, что сравнительно небольшая группа экспертов занимается прогнозированием динамики выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России, база данных по сценариям таких прогнозов уже достаточно населена сценариями, сформированными в разные годы как российскими, так и зарубежными группами экспертов. В работе ЦЭНЭФ (2013) рассмотрено 26 исследований и 71 сценарий. В этих работах различаются горизонты и аппарат прогнозирования, широта охвата источников и стоков парниковых газов.

Анализ этих сценариев, объединенных в 5 семейств (рис. 5), показал, что зона неопределенности разработанных в 2008-2012 гг. прогнозных траекторий выбросов ПГ от сектора «энергетика» была очень широка: диапазон прогнозных значений выбросов в 2050 г. составлял от 220 млн т CO<sub>2-ЭКВ</sub> до 6500 млн т CO<sub>2-ЭКВ</sub>. Кризис 2008-2009 гг. и последующая переоценка возможных темпов развития российской экономики поставили крест на семействе сценариев «Дорога Сизифа» (траектории с уровнями роста выбросов сверх 5000 млн т CO<sub>2-ЭКВ</sub> в 2050 г.) Прогнозы семейства сценариев «Зона базовой линии» опирались на гипотезу о том, что динамика таких параметров, как энергоемкость ВВП и углеродоемкость энергии, будут изменяться инерционно темпами, которые наблюдались в ретроспективе, при отсутствии каких-либо успешных мер политики по их ускорению. В семействе сценариев «Углеродное плато» получалось, что с большой вероятностью уровень выбросов ПГ от сектора «энергетика» 1990 г. не будет превышен вплоть до 2060 г. за счет успешной реализации мер политики по модернизации российской экономики. Семейство сценариев «Низкоуглеродная Россия» предполагало реализацию специальных мер политики по ограничению выбросов: введение налогов на выбросы ПГ или системы торговли квотами, технологий утилизации шахтного метана и улавливания и захоронения углерода, ускоренной трансформации топливного баланса электроэнергетики и автомобильного транспорта в связи с введением жестких квот на выбросы и др. При этом размеры платы или жесткость квотирования выбросов в этой группе сценариев умеренная.

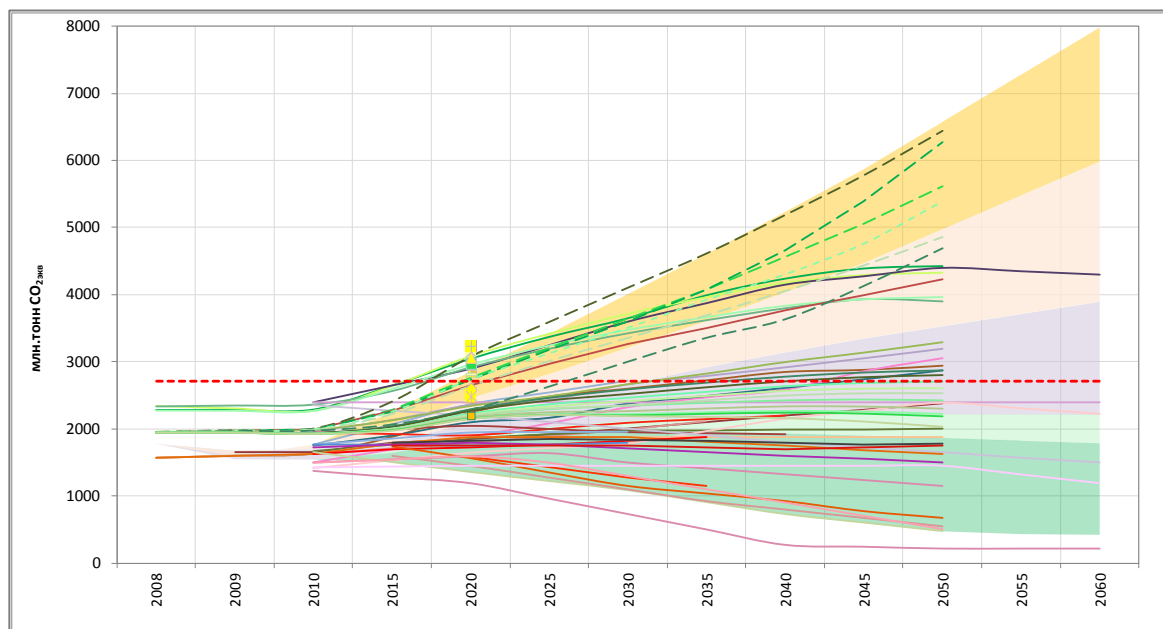
---

<sup>5</sup> См. подробный анализ прогнозов динамики выбросов ПГ в (Башмаков и Мышак, 2013), а также более подробно в работе ЦЭНЭФ (2013).



Наконец, семейство сценариев «Низкоуглеродная Россия – агрессивная политика» предполагало, что Россия берет на себя жесткие обязательства по глубокому снижению выбросов.

**Рисунок 5. Диапазон динамики выбросов ПГ в секторе «энергетика» России до 2060 г. в прогнозах различных исследовательских групп в 2008-2012 гг.**



Источник: (ЦЭНЭФ, 2013)

**В сентябре 2013 г. был принят Указ Президента РФ № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов», предусматривающий удержание выбросов на уровне не выше 75% от значения 1990 г.** На основе прогнозов, основная часть которых была сделана в 2008-2012 гг. при существенно отличных допущениях о возможных параметрах развития экономики, сложно понять, сможет ли наша страна гарантированно выполнить требования этого Указа. Сложно также ответить и на другие вопросы: какой может быть «цена» такого сокращения? какие обязательства может взять на себя Россия до 2030 г. и до 2050 г.? может ли она сократить эмиссию на 50% и более? Ответы не очевидны, но их надо знать, особенно накануне очередного раунда переговоров по новому глобальному соглашению, которое должно (может) быть подписано в Париже в 2015 г. Именно для поиска ответов на эти вопросы и был реализован данный проект, который позволил объединить усилия нескольких исследовательских групп для актуализации их прогнозов.

## 4 **Согласованные сценарии и «видения будущего»**

Целью данного проекта является определение затрат и выгод, связанных со стратегиями низкоуглеродного развития России до середины XXI века и далее, и исследование вопроса о том, является ли низкоуглеродное развитие экономики тормозом или источником экономического роста в России. Проект выполнялся силами нескольких российских и зарубежных исследовательских групп, что позволило получить взвешенные и сбалансированные ответы на вопросы о наличии связи между экономическим развитием России и переходом на низкоуглеродные траектории развития. В состав исследовательских групп вошли: Центр по эффективному использованию энергии; Институт народнохозяйственного прогнозирования Российской академии наук; Институт энергетических исследований Российской академии наук; Российская академия народного

хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации; Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара; Массачусетский технологический институт (The MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change); кроме того, использовались прогнозные оценки Международного энергетического агентства.

**Для выявления серьезных проблем, с которыми страна может столкнуться в будущем, и принятия упреждающих решений, позволяющих если не полностью решить эти проблемы, то хотя бы заметно снизить их остроту, нужны долгосрочные прогнозы.** Необходимость смены модели экономического развития; комплекс проблем, определяемых сложной демографической ситуацией; инерционность экономических систем, определяющая необходимость как заблаговременного принятия важных решений, так и оценивания их долгосрочных последствий, – все это приводит к тому, что появляется все больше прогнозов развития как экономики России в целом, так и ее существенных подсистем уже не только до 2030-2040 гг., но и до 2050 г. и далее.

**Для проведения прогнозных расчетов аналитические группы используют комплексные модели экономико-энерго-экологических систем разных уровней сложности.** Они различаются подходом к долгосрочному моделированию (оптимизационные и имитационные модели), степенью детализации процессов производства и потребления энергоресурсов, в которых имеют место выбросы ПГ, степенью охвата самих ПГ, гибкостью отражения набора мер политики по контролю выбросов ПГ.

**Чтобы принимать обоснованные решения, желательно иметь возможность сравнивать результаты прогнозов и оценивать степень согласия и несогласия экспертного сообщества по поводу важнейших параметров устойчивого развития и политики ограничения выбросов ПГ.** Для этого необходимо, чтобы хотя бы часть прогнозных расчетов проводилась на основе согласованных допущений и имела возможность оценить меру согласия или несогласия экспертов, определяемую как различиями в концепциях и инструментарии анализа, так и условиями расчетов. Сопоставимость прогнозов зависит от условий расчета, свойств моделей, от решаемых задач и др.

**Определение сценариев динамики выбросов ПГ на перспективу до 2050 г. и далее опирается на социально-экономические «видения будущего», которое в силу его неопределенности не может быть однозначным.** Эти «видения» описываются сценариями, состоящими из качественных характеристик развития (определения концепций и драйверов будущего развития и набора количественных оценок входных переменных, а также других параметров моделей. При формировании сценариев были выбраны различные сочетания этих зон (табл. 1).

**Всего прогнозными группами было реализовано 30 сценариев, охватывающих практически все пространство «видений» будущего.** Степень заполненности ячеек матрицы сценариев значительно различается (рис. 6). Тем не менее, каждое семейство населено хотя бы одним сценарием.

**Таблица 1 Матрица семейств сценариев\***

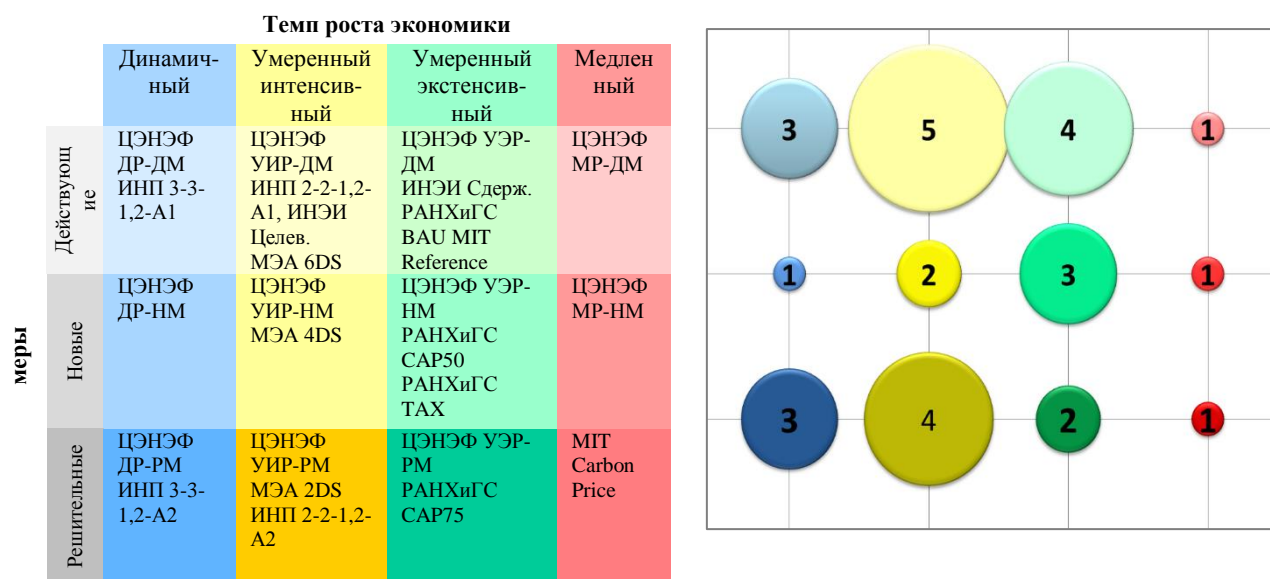
Основные экзогенные показатели для сценариев	Видения (концепции) будущего			
	Динамичный рост	Умеренный экстенсивный рост	Умеренный интенсивный рост	Медленный рост
Население	В	С	С	Н
ВВП**	В	С	С	Н
Рост производительности факторов производства за счет технологического прогресса	Высокий (3-4% в год)	Умеренный (на 1-2% в год)	Выше умеренного (на 2-3% в год)	Низкий (на 0,5-1 % в год)
Добыча нефти	В	С	С	Н
Добыча природного газа	В	С	С	Н
Цены на нефть	В	С	С	Н
Меры по контролю над выбросами	действующие меры	действующие меры	действующие меры	действующие меры
	новые меры	новые меры	новые меры	новые меры
	решительные меры	решительные меры	решительные меры	

\*В – менее вероятная верхняя зона; С – более вероятная зона; Н – менее вероятная нижняя зона.

\*\*Если ВВП определяется в модели, то параметры его роста не задаются.

Источник: И. Башмаков. Раздел II.

**Рисунок 6. Распределение сценариев по семействам**



Источник: авторы

ЦЭНЭФ рассмотрел 11 сценариев; ИНП РАН – 8; ИНЭИ РАН – 2 сценария, использованных при разработке концепции Энергетической стратегии РФ до 2050 г.; АНХ и Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара – 5; МТИ – 2; в публикации МЭА «Перспективы энергетических технологий 2012» (IEA, 2012b) рассмотрены 3 сценария. Наиболее широко представлены сценарии с умеренными темпами экономического роста и «действующими» или «новыми» мерами контроля над выбросами.

### **Вставка 1. Характеристики разных «видений» будущего**

**«Динамичный рост».** Сценарии, предполагающие возможность устойчивого роста ВВП быстрее чем на 4-5% в год, за счет «модернизации сверху» при динамичном обновлении основных фондов, повышении эффективности использования энергии и росте производительности труда, но при снижении капиталоотдачи, и поэтому требующие и допускающие возможность резкого повышения нормы накопления. Эти сценарии предполагают динамичную перестройку структуры экономики. Риски их реализации связаны с избыточными масштабами государственного сектора и административного регулирования экономики. Это, как показал опыт всех стран с плановой экономикой, несовместимо с ростом эффективности экономики, а также сопряжено с быстрым ростом долговой нагрузки, что, как известно уже из опыта стран с рыночной экономикой, несовместимо с устойчивым динамичным ростом экономики.

**«Умеренный экстенсивный рост».** Развитие по этой группе траекторий возможно при успешной «модернизации сверху» по инновационному сценарию за счет достаточно высоких доходов от нефтегазового сектора, но с учетом ограничений на возможности повышения нормы накопления. При благоприятном стечении внешних условий развития – благоприятной ситуации на рынках углеводородов и успехе в повышении продуктивности всех факторов производства – возможен устойчивый рост ВВП на 3-4% в год. Риски сохранения высокой роли административного регулирования на фоне пассивности бизнеса, а значит, и высокой роли государства в экономике сохраняются. Рост эффективности факторов производства (производительности труда, энергоэффективности) ниже, чем в следующем семействе сценариев, поскольку меньше давление конкуренции.

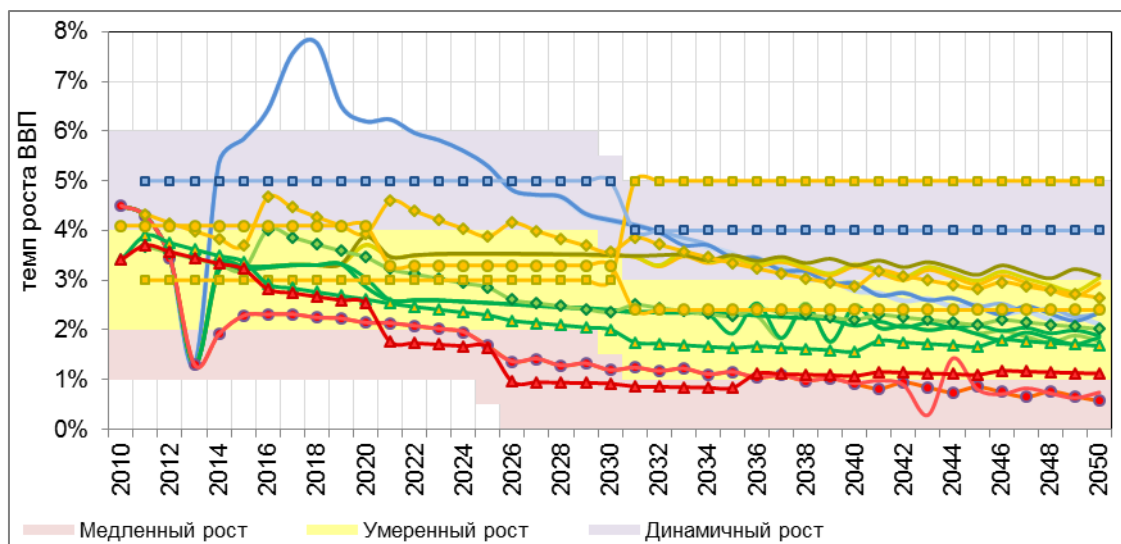
**«Умеренный интенсивный рост».** Сценарии, предполагающие модернизацию, позволяющую радикально улучшить качество государства и на этой основе обеспечить динамичную инвестиционную активность и повышение эффективности использования факторов производства на основе снижения степени монополизации и государственного вмешательства в экономику. В этих сценариях рост ВВП на 3-4% в год возможен даже при менее благоприятной ситуации на рынках углеводородов за счет роста эффективности экономики, снижения коррупционной нагрузки, развития частной инициативы, среднего и мелкого бизнеса, а значит, и переориентации капитальных вложений в менее капиталоемкие, энерго- и материалоемкие сферы. Это семейство сценариев отличается от предыдущего не столько темпами роста, сколько его качеством.

**«Медленный рост».** Сохранение нынешней модели политического, социального и экономического развития при исчерпании источников роста и при неспособности осуществить переход к новой модели развития, адаптация экономической и социальной политики к сокращению размеров нефтяной ренты при отсутствии механизмов перелива капиталов из сырьевого сектора в другие секторы. На рубеже 40-х годов развитие по такой модели может привести к формированию экономики «шагреновой кожи» – устойчивому снижению ВВП при неспособности роста эффективности экономики компенсировать снижение занятости и повышение ее капиталоемкости.

**Большая часть прогнозов сходится на том, что темпы роста ВВП будут умеренными и снижающимися.** Сценарии существенно расходятся в отношении оценок перспектив экономического роста в России (рис. 7), что в значительной степени определяется различными «видениями» будущего. Зона неопределенности динамики ВВП разделена на три сегмента: «медленный рост» (менее вероятная нижняя зона) – рост до 2% в 2013-2030 гг., до 1% в 2031-2050 гг. с возможным прекращением роста после 2050 г.; «умеренный рост» (более вероятная зона) – рост на 2-4% в 2013-2030 гг., на 1-3% в 2031-2050 гг.; «динамичный рост» (менее вероятная верхняя зона) – рост на 4% и более в 2013-2030 гг.; на 3% и более в 2031-2050 гг.

В основной части комплексных моделей динамика ВВП задается. Только в нескольких моделях она корректируется с учетом влияния параметров политики контроля над выбросами. Очевидно, что разные уровни и структура потребления первичной энергии меняют условия экономического развития.

**Рисунок 7. Прогнозы темпов роста ВВП России на период до 2060 г.**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

### Вставка 2. Перечень мер политики контроля над выбросами ПГ

**«Действующие меры»** – меры, принятые нормативными документами и уже запущенные по состоянию на лето 2013 г., с коррекцией на возможность достижения сформулированных в них целевых установок. Эти меры уже частично содержат пункты утвержденного Правительством РФ в 25.04.2011 «Комплексного плана реализации Климатической доктрины Российской Федерации на период до 2020 года».

**«Новые меры»** – меры, реализация которых позволит поддерживать уровни выбросов как минимум на 25% ниже значения 1990 г.<sup>6</sup>, включая меры, предусмотренные «Комплексным планом», но еще не запущенные. Их запуск возможен до 2020 г. Они включают: разработку и внедрение экономических инструментов ограничения выбросов парниковых газов; реализацию дополнительных мер политики по повышению энергоэффективности, особенно в промышленности; реализацию мер по увеличению использования возобновляемых источников энергии, атомной энергии и когенерации; повышение топливной экономичности транспортных средств, стимулирование строительства «пассивных» зданий.

**«Решительные меры»** – меры, нацеленные на глубокое сокращение выбросов ПГ по сравнению с базовой траекторией и удержание их как минимум на 50% ниже уровня 1990 г., включая электрификацию автомобильного транспорта и существенный рост доли гибридных автомобилей; переход к строительству преимущественно «пассивных» зданий; реализацию проектов по сооружению объектов в области электроэнергетики и промышленности для улавливания и захоронения углерода; существенное повышение налога на CO<sub>2</sub> или ужесточение квот, ведущее к росту стоимости CO<sub>2</sub> на рынке торговли квотами.

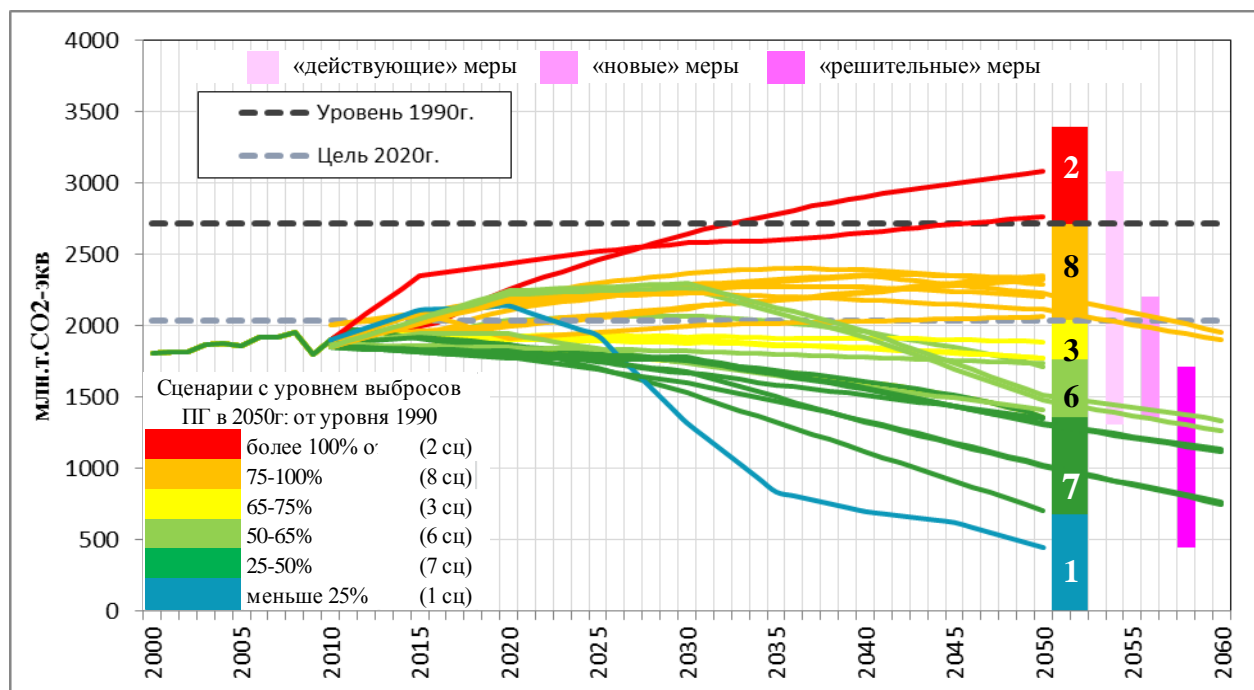
<sup>6</sup> Что соответствует целевой установке указа Президента РФ № 752 от 30.09.2013 «О сокращении выбросов парниковых газов».

## 5 Траектории выбросов парниковых газов

Не ограничение на выбросы ПГ стало тормозом экономического роста, а напротив, его торможение по совершенно другим причинам и пересмотр перспектив развития экономики стали фактором кратного снижения верхних оценок будущих уровней выбросов ПГ (высокий уровень согласия). Максимальные значения выбросов в 2050 г. во всех 30 сценариях не превышают 3100 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$ , тогда как в прогнозных расчетах, сделанных еще до кризиса, они перешагивали рубеж 6000 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$  Зона базовой линии выбросов ПГ существенно сдвинулась вниз. За 6 лет (2008-2014 гг.) послекризисный пересмотр возможностей развития экономики привел к ее смещению для 2050 г. на 1500-3200 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$  (рис. 5 и рис. 8), что сопоставимо или существенно превышает выбросы ПГ от сектора «энергетика» РФ в 2011 г. (1920 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$ ).

С очень большой вероятностью выбросы трех ПГ от сектора «энергетика» в России до 2060 г. выйдут на абсолютный верхний предел (пик), который будет, по меньшей мере, на 11% ниже объема выбросов 1990 г. (высокий уровень согласия). Только в двух из тридцати сценариев при очень маловероятном сочетании исходных условий расчетов выбросы ПГ «пробивают» потолок 1990 г. и продолжают расти. Развитие по сценариям с «действующими» мерами формирует зону «базовой» линии, которая до 2050 г. не достигает значения 1990 г. (рис. 8). После выхода на пик во многих сценариях уже к 2050 г. выбросы ПГ начинают сокращаться.

**Рисунок 8. Распределение траекторий выбросов ПГ в отдельных сценариях по уровням снижения выбросов**



Цифрами в разноцветном столбце показано число сценариев, попавших в данный диапазон.

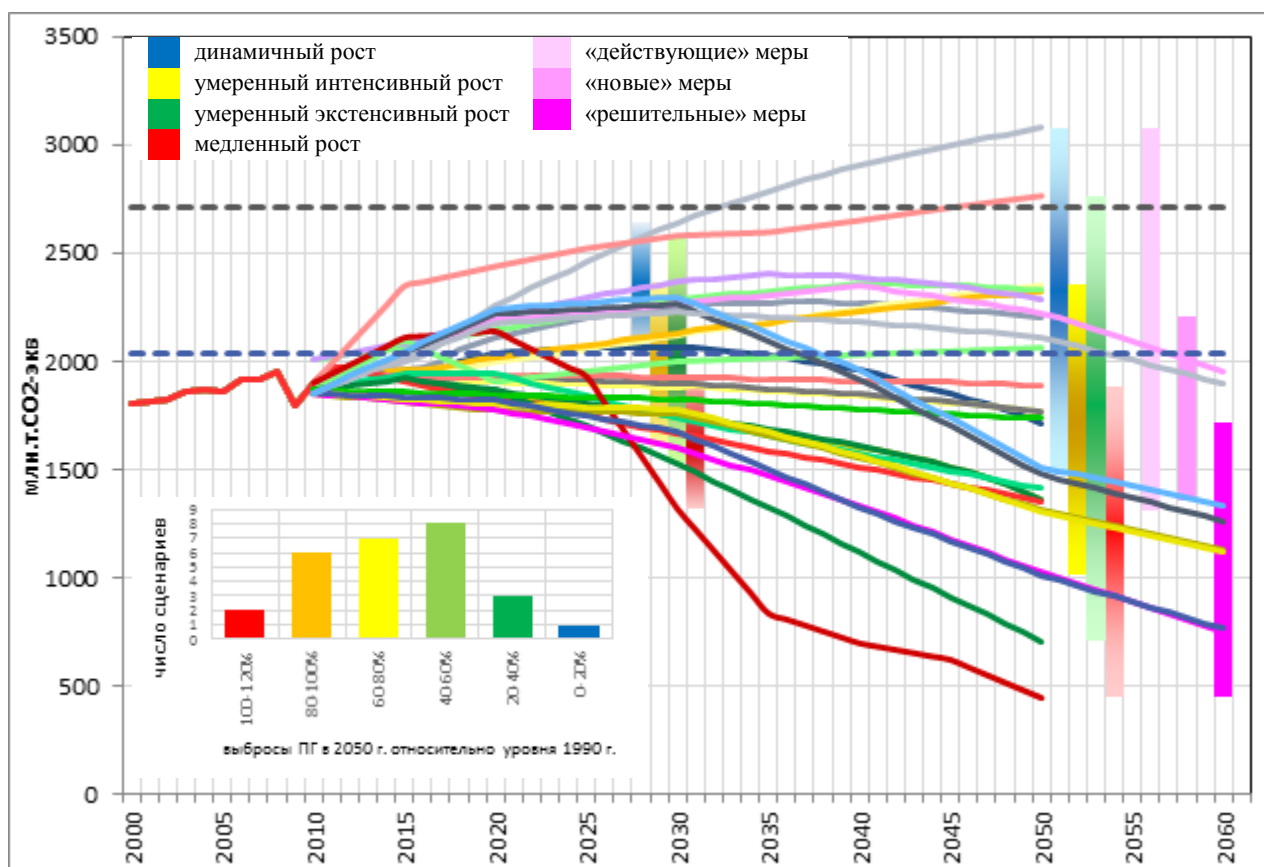
Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта (27 сценариев, кроме МЭА)

**Чем более широкий набор мер политики контроля над выбросами ПГ будет использоваться, тем ниже окажется абсолютный верхний предел (пик) выбросов трех ПГ от сектора «энергетика» в России (высокий уровень согласия). Набор мер политики, структурные и технологические параметры развития экономики более значимы при определении траекторий выбросов ПГ, чем собственно темпы роста ВВП. Заметное**

снижение медианного значения динамики выбросов имеет место только при переходе от группы сценариев с маловероятным для реализации динамичным ростом экономики к сценариям с умеренным интенсивным ростом (примерно на 500 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$ , рис. 9), а при переходе от этой группы к сценариям с умеренным экстенсивным ростом или к сценариям с медленным ростом диапазон выбросов уже гораздо больше зависит от набора мер политики, чем от самих темпов экономического роста. Для сценариев с «решительными» мерами выбросы остаются на 35% ниже уровня 1990 г.

**Формулировка обязательств по контролю над выбросами ПГ для России звучит иначе, чем для многих других стран: не «*снижать выбросы ПГ на xx%*», а «*удерживать выбросы ПГ на уровне на xx% ниже значения 1990 г.*».** При этом выбросы в нашей стране могут даже несколько возрасти. Иными словами, если большинство стран идет к цели «сверху вниз», то Россия может двигаться к ней «снизу вверх». Но это справедливо лишь до тех пор, пока фактические выбросы ПГ не превысят целевого уровня. Как только это произойдет, или целевая установка выбросов будет существенно понижена, то, как и в других странах, встанет задача абсолютного снижения выбросов ПГ.

### Рисунок 9. Траектории динамики выбросов ПГ для отдельных сценариев



Примечания. Прогноз МТИ (MIT) нормирован на значение выбросов в 2010 г. Значения для сценариев ИНП РАН рассчитаны по предоставленным энергобалансам за 2010-2060 гг. с использованием утвержденных методикой МГЭИК коэффициентов выбросов ПГ.

Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта (27 сценариев).

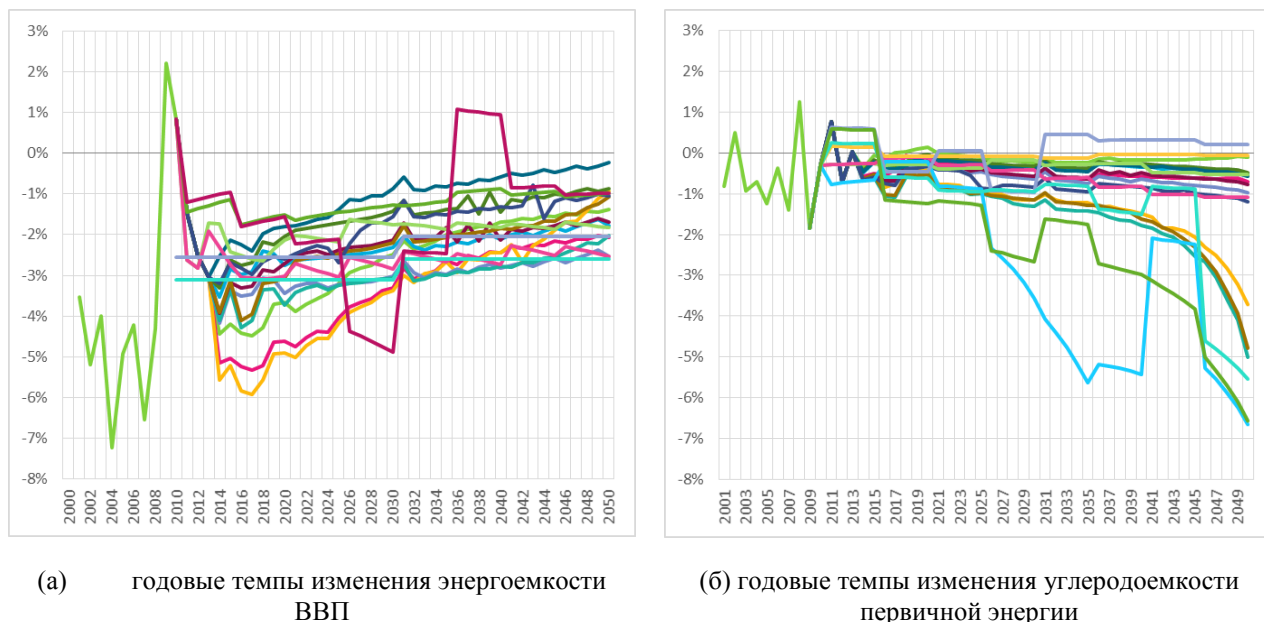
**Не во всех сценариях возможно выполнение требований целевой установки Указа № 752 по удержанию выбросов к 2020 г. на 25% ниже уровня 1990 г.** (высокий уровень согласия). Для обеспечения этих требований нужно как повысить эффективность реализации «действующих» мер политики, так и запустить ряд «новых». В 2050 г. в сценариях с «новыми» мерами политики выбросы ПГ с большой вероятностью не

превышают 65% от объема 1990 г. В сценариях с «решительными» мерами политики выбросы ПГ к 2050 г. могут снизиться до 50% от объема 1990 г.<sup>7</sup>

## 6 Темпы снижения энергоемкости и углеродоемкости

По мере затухания темпов экономического роста замедляются темпы снижения энергоемкости (из-за снижения вклада структурного фактора и сокращения разрыва с технологической границей), и для снижения выбросов ПГ все более значимым становится внедрение низкоуглеродных технологий (высокий уровень согласия). Темпы снижения энергоемкости ВВП определяются интенсивностью структурных сдвигов в экономике: чем быстрее рост, тем значительнее вклад структурных сдвигов. По мере замедления экономики разница в темпах роста энергоемких и малоэнергоемких видов деятельности сокращается, что ведет к снижению вклада структурных сдвигов. Активная модернизация технологий и сокращение разрыва с параметрами НДТ замедляет дальнейший прогресс в повышении энергоэффективности. Эти два фактора определяют замедление снижения энергоемкости ВВП с 1,3-3,3% в 2030 г. до 1-2,5% к 2050 г. (рис. 10а). Чтобы обеспечить снижение выбросов ПГ, необходимо ускорить снижение углеродоемкости первичной энергии до 2030 г. в диапазонах, которые имели место в 2000-2012 гг., а затем намного более динамично (рис. 10б). Для сценариев с «действующими» мерами политики снижение углеродоемкости не превышает на всем временном горизонте 0,6% в год, а для сценариев с «новыми» мерами политики – 1,2% в год. Для сценариев с глубоким сокращением выбросов и «решительными» мерами снижение резко ускоряется к концу периода до 3-5% в год. Если до 2030-2040 гг. задача заметного ограничения выбросов решается, в основном, за счет повышения энергоэффективности, то затем в большей мере – за счет развития низкоуглеродных источников энергии.

**Рисунок 10. Темпы изменения энергоемкости ВВП и углеродоемкости первичной энергии в отдельных сценариях (%)**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

<sup>7</sup> По имеющимся прогнозам, даже Китай выходит на пик выбросов ПГ от сектора «энергетика» в 2025-2045 гг. (Namazu et al., 2013).



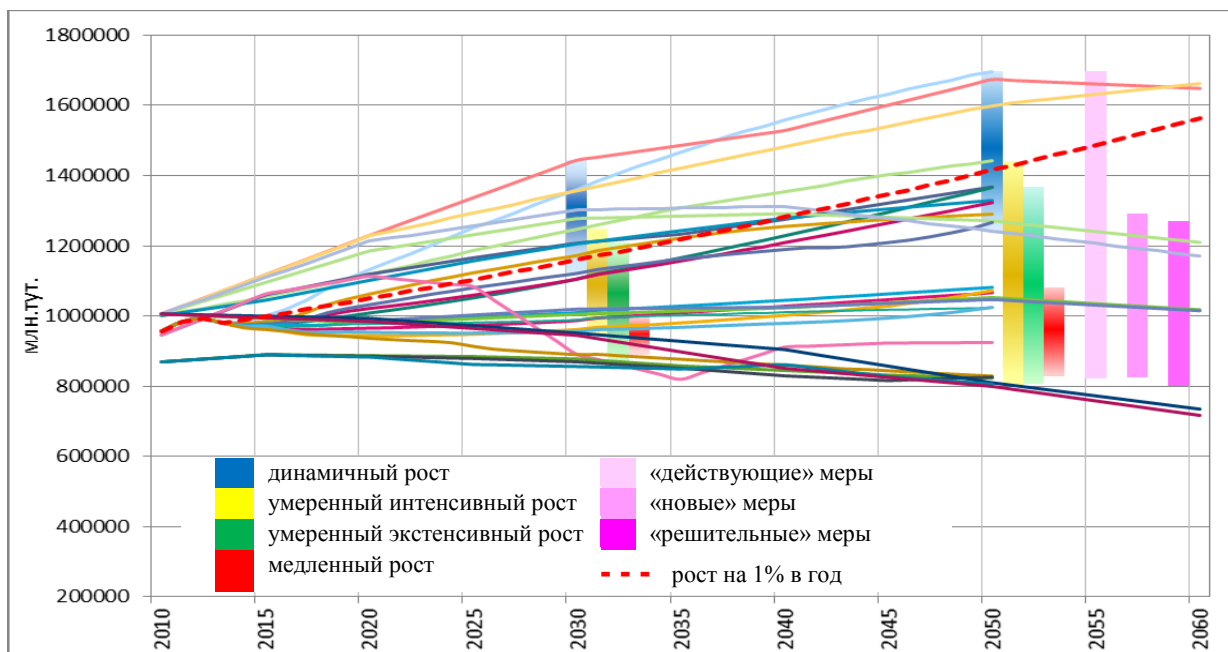
## 7 Производство и потребление энергии и топлива

**Потребление первичной энергии будет расти медленно: до 2030 г. не более чем на 1-1,5% в год, а затем – менее чем на 1% в год (высокий уровень согласия).** В большинстве сценариев, вероятность реализации которых достаточно велика, потребление первичной энергии растет в 2013-2050 гг. в среднем не более чем на 1% в год и не превышает в 2050 г. 1400 млн туг. До 2030 г. рост может быть более динамичным, но потом вслед за снижением темпов роста экономики (рис. 7) и расширением набора мер по контролю над выбросами снижаются и темпы роста потребления первичной энергии.

**Россия близка к тому, чтобы перейти на траекторию развития с практически постоянным потреблением первичной энергии, по которой уже около десятилетия развиваются страны ОЭСР и, как ожидается, будут развиваться и в будущем (средний уровень согласия).** Для сценариев с новыми и решительными мерами возможна практическая стабилизация или даже снижение потребления первичной энергии (рис. 11).

**Ускорение развития низкоуглеродных источников энергии приведет к тому, что потребление органических топлив будет расти еще медленнее, чем потребление первичной энергии: с большой вероятностью среднегодовой рост не превысит 0,7% (высокий уровень согласия).** В большей части сценариев потребление органического топлива (угля, нефтепродуктов и природного газа) выходит на пик в 30-40-х годах и затем начинает сокращаться, что и является основой выхода на пик выбросов ПГ от сектора «энергетика» (рис. 12). Чем более активно используются «новые» и «решительные» меры контроля над выбросами, тем ниже пик потребления органического топлива. При реализации «решительных» мер оно начинает абсолютно сокращаться.

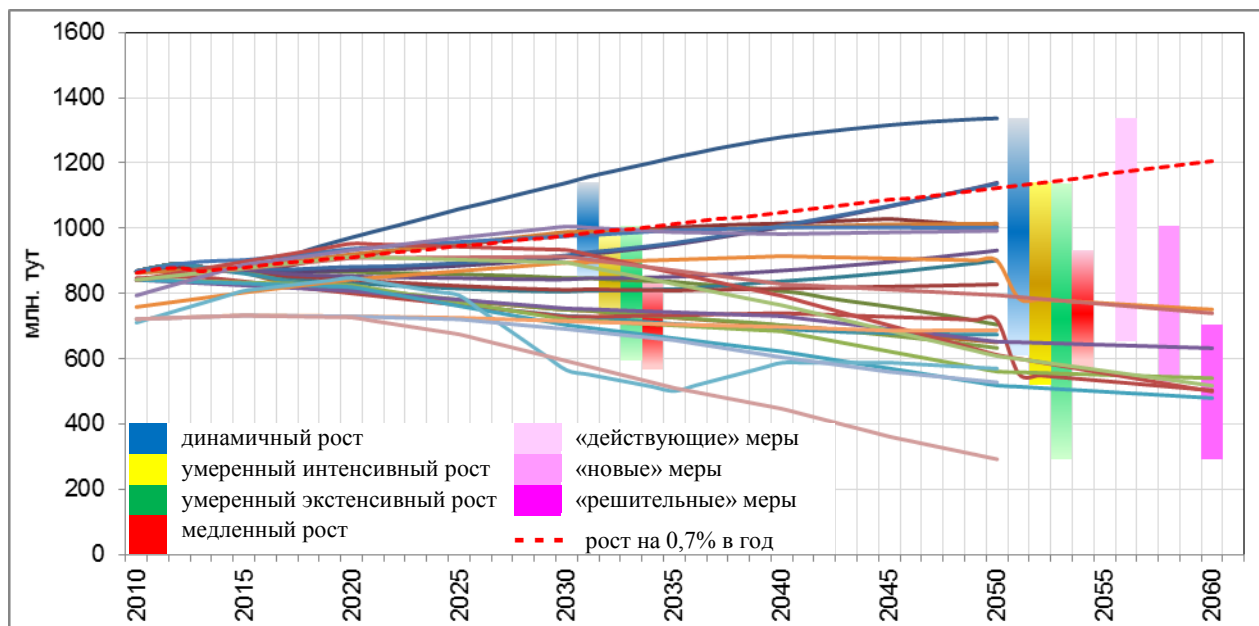
**Рисунок 11. Потребление первичной энергии по отдельным сценариям**



Примечание: При расчете объема потребления первичной энергии выработка электроэнергии на ГЭС и НВИЭ определена по методу физического содержания энергии (1 кВт-ч = 0,123/0,33 кгуг).

Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

**Рисунок 12. Потребление органического топлива по отдельным сценариям**

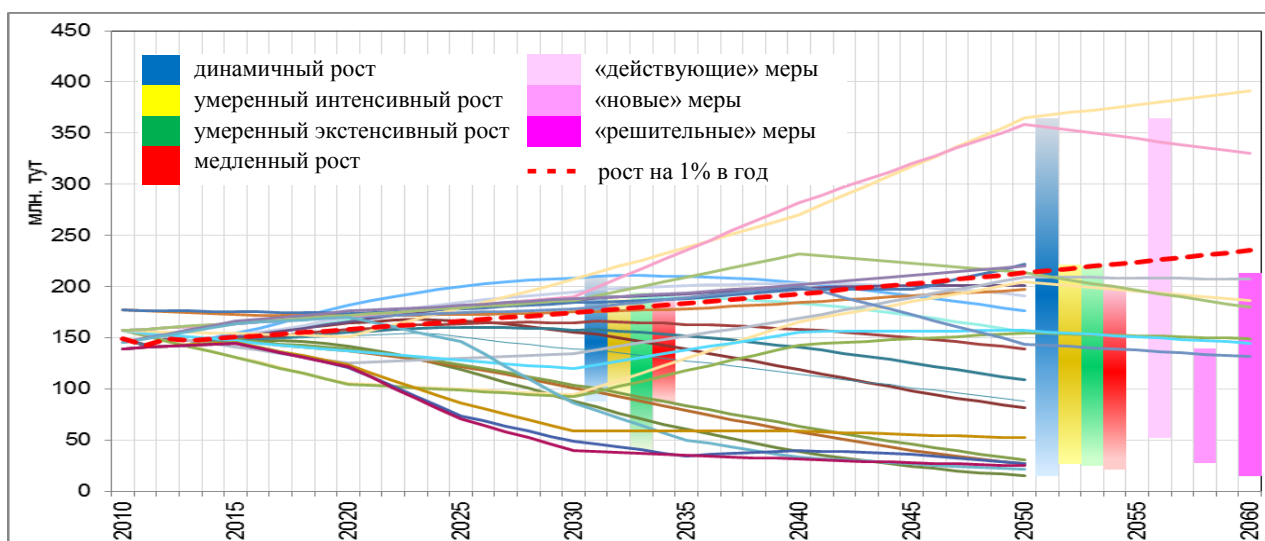


Примечание: различия в исходном уровне потребления органического топлива определяются несовершенством исходной базы статистики по энергопотреблению и разными начальными точками проведения расчетов (наличие или отсутствие коррекции на снижение потребления топлива в кризисном 2009 г.)

Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

**С большой вероятностью потребление угля достигнет пика до 2040 г. Маловероятно, что среднегодовые темпы роста внутреннего потребления угля превысят 1%** (высокий уровень согласия). В сценариях с активным использованием «новых» и «решительных» мер контроля над выбросами потребление угля может сократиться в 1,5-3 раза по сравнению с нынешним уровнем (рис. 13).

**Рисунок 13. Динамика потребления угля по отдельным сценариям**



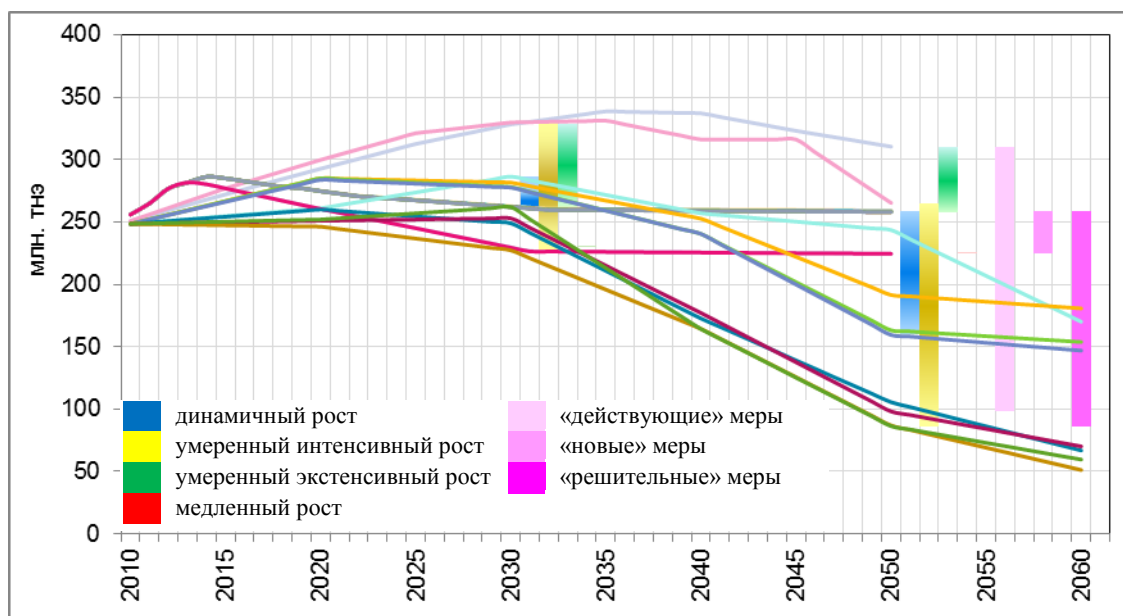
Источник: ЦЭНЭФ по данным, полученным от участников проекта

Наиболее значительное снижение потребления может произойти в 2020-2030 гг. после введения цены на углерод, что приводит к потере конкурентоспособности угольной генерации. Только существенное повышение цены углерода, позволяющее активно применять технологии захвата и захоронения углерода, может позволить после 2030 г. сохранить роль угля в топливном балансе промышленности и электроэнергетики.

**Большая часть прогнозов сходится на том, что Россия достигла или в ближайшие годы достигнет пика добычи нефти, которая затем начнет снижаться** (высокий уровень согласия). Динамика внутреннего потребления сырой нефти в значительной мере определяется масштабами ее переработки. До 2030 г. потребление сырой нефти в разных сценариях растет или стабилизируется, а затем вслед за снижением добычи стабилизируется или падает (рис. 14). Рост потребления нефтепродуктов преимущественно на автомобильном транспорте приводит к снижению потенциала их экспорта даже при значительном росте использования на транспорте природного газа.

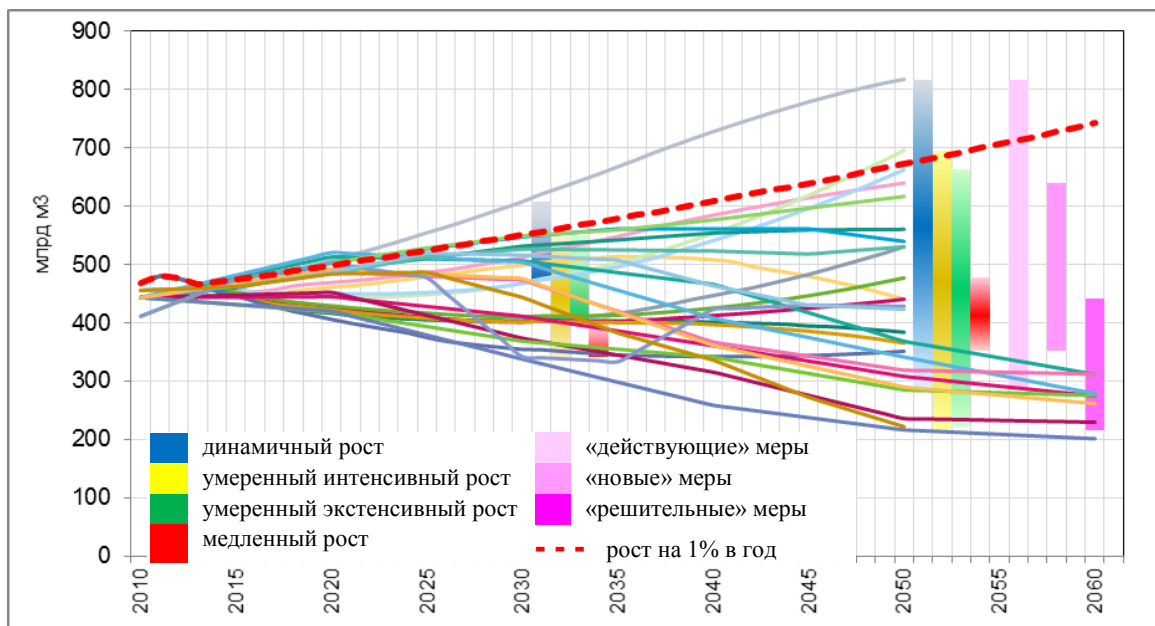
**С большой вероятностью среднегодовые темпы роста внутреннего потребления природного газа не превысят 1%** (высокий уровень согласия). В большинстве сценариев, особенно с использованием «новых» и «решительных» мер контроля над выбросами, потребление природного газа стабилизируется или даже снижается (рис. 15). Самый большой разброс оценок потребления природного газа – в группе сценариев «динамичный рост»: от 230 до 810 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. В сценариях «умеренного роста» диапазон оценок немногим уже. Доля природного газа в энергобалансе будет оставаться высокой. Она может снижаться по мере роста доли применения низкоуглеродных технологий при реализации «новых» и «решительных» мер до 40-50% в 2030 г. и до 30-45% в 2050 г. Важный фактор сравнительно медленного роста потребления природного газа при росте использования газопотребляющего оборудования – значительные возможности повышения эффективности использования энергии этими установками, особенно при производстве электроэнергии.

**Рисунок 14. Динамика потребления сырой нефти по отдельным сценариям**



Источник: ЦЭНЭФ по данным, полученным от участников проекта

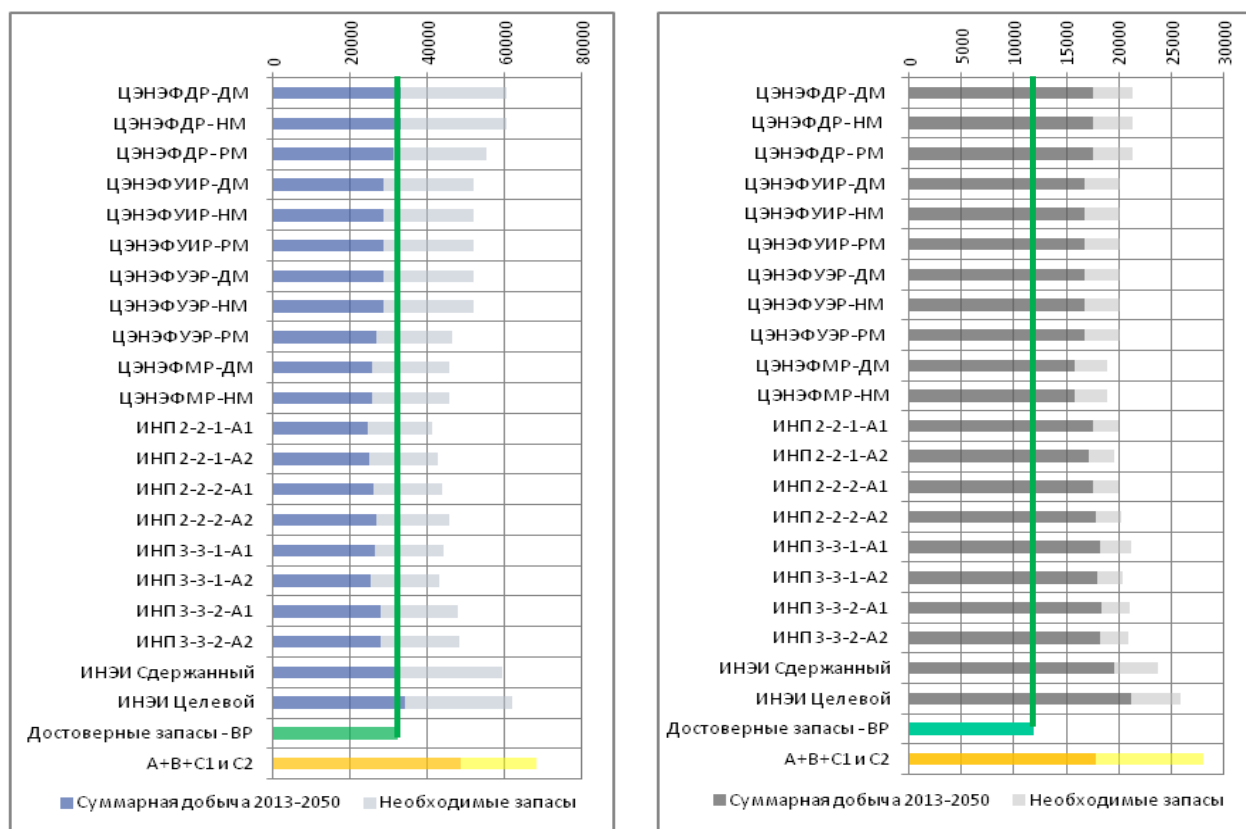
**Рисунок 15. Динамика потребления природного газа по отдельным сценариям**



Источник: ЦЭНЭФ по данным, полученным от участников проекта

**Основная часть сценариев характеризуется адекватным обеспечением добычи природного газа его запасами, чего нельзя сказать о нефти. Это значительно снижает вероятность реализации сценариев с высокими темпами роста экономики (высокий уровень согласия). Суммарная за 2014-2050 гг. добыча нефти в сценариях динамичного роста с высокими уровнями добычи нефти и газа не обеспечена полностью достоверными запасами нефти (рис. 16). С учетом необходимости поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение еще 10 лет уровни добычи нефти могут быть обеспечены запасами с вероятностью не более 50%. То есть уже сегодня необходимо разворачивать программы по замещению нефтепродуктов на транспорте. Во многих сценариях суммарная добыча газа также не обеспечена полностью достоверными запасами. Однако вероятность обеспечения добычи газа и его поддержания за пределами 2050 г. существенно выше – примерно 85%.**

**Рисунок 16. Кумулятивная добыча, необходимые запасы и резервы природного газа и нефти**



а) природный газ, млрд м³

б) нефть, млн т

Необходимые запасы – объем запасов, обеспечивающий суммарную добычу до 2050 г. и дальнейшее ее поддержание на уровне 2050 г. в течение 30 лет для природного газа и 10 лет для нефти. Зеленая вертикальная линия отсекает объем необходимых запасов, не обеспеченный достоверными запасами, по оценке ВР.

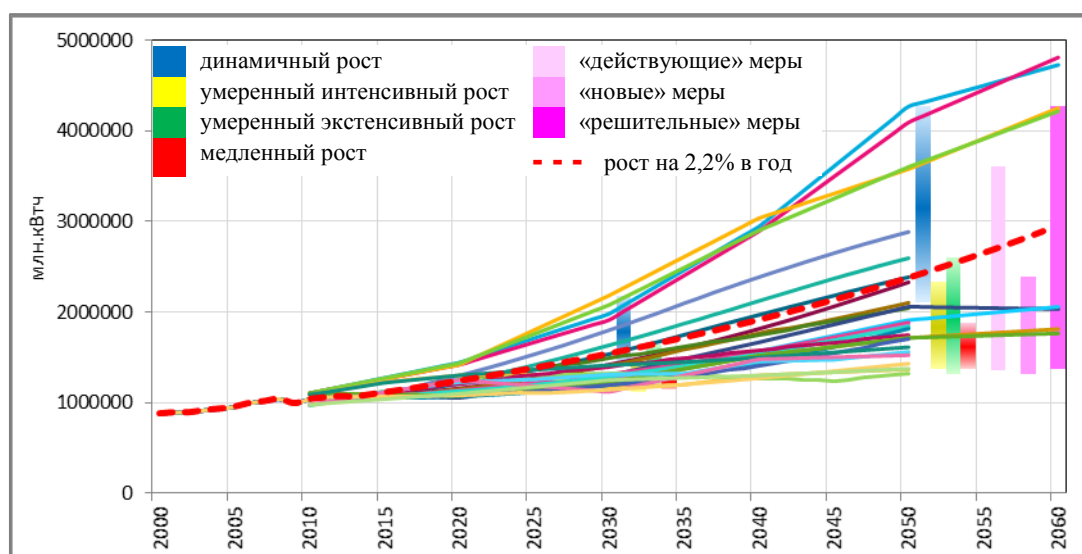
Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

## 8 Потребление электроэнергии и развитие низкоуглеродных технологий ее генерации

Производство и потребление электроэнергии будут расти во всех сценариях до 2050 г. быстрее потребления первичной энергии. С наибольшей вероятностью среднегодовые темпы роста потребления электроэнергии в 2013-2050 гг. составят 0,8-2,2%, а уровень выработки электроэнергии в 2050 г. может составить 1250-2400 млрд кВт-ч. Доля расходов первичной энергии на генерацию электроэнергии устойчиво растет во всех сценариях, равно как и доля электроэнергетики в структуре выбросов ПГ, связанных со сжиганием топлива (высокий уровень согласия). К 2020 г. производство электроэнергии может составить 1050-1250 млрд кВт-ч (рис. 17). За пределами 2020 г. по мере электрификации основных секторов экономики, удорожания топлива и развития «зеленых» и ядерных технологий генерации электроэнергии рост ее потребления может несколько ускориться. Для более вероятных сценариев выработка электроэнергии в 2050 г. не превысит 2400 млрд кВт-ч. Нижняя граница прогнозов на 2050 г. составляет около 1250 млрд кВт-ч.

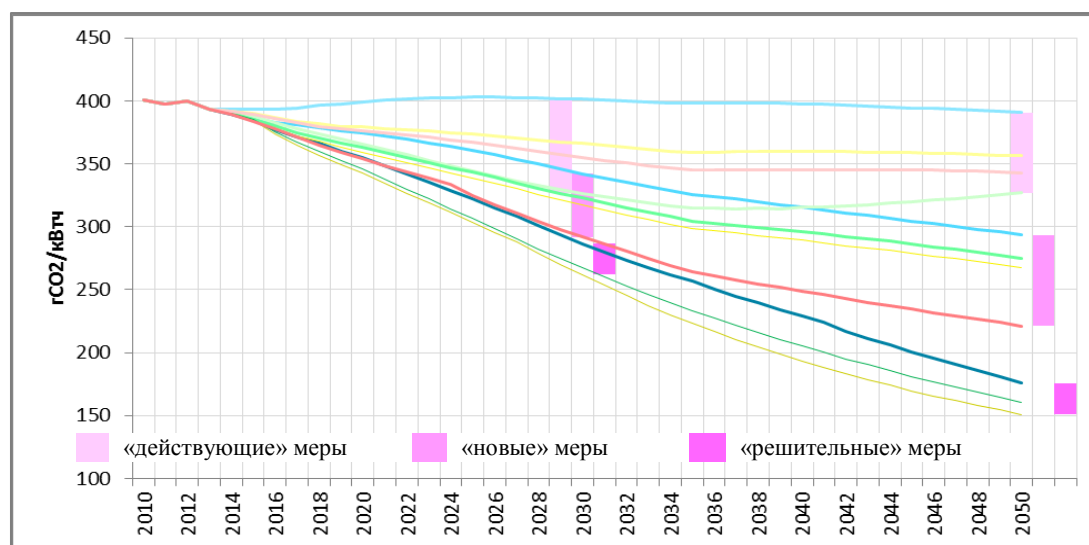
В связи с ростом доли расходов первичной энергии на генерацию электроэнергии ключевым фактором политики по ограничению выбросов ПГ является снижение удельных выбросов ПГ на единицу вырабатываемой электроэнергии (высокий уровень согласия). Отчасти это возможно за счет повышения эффективности выработки электроэнергии на угольных и газовых электростанциях (с последующим развитием технологии захвата и захоронения углерода), но в основном за счет развития низкоуглеродной генерации электроэнергии. При реализации только действующих мер политики удельные выбросы снизятся с 393 г CO<sub>2</sub>/кВт-ч в 2013 г. до 330-390 г CO<sub>2</sub>/кВт-ч в 2050 г. (рис. 18). В сценариях с «новыми» мерами удельные выбросы снижаются до 220-290 г CO<sub>2</sub>/кВт-ч в 2050 г., а в сценариях с «решительными» мерами – до 150-175 г CO<sub>2</sub>/кВт-ч в 2050 г. Такое снижение возможно только при условии значительного повышения доли низкоуглеродной генерации электроэнергии.

**Рисунок 17. Динамика выработки электроэнергии по отдельным сценариям**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

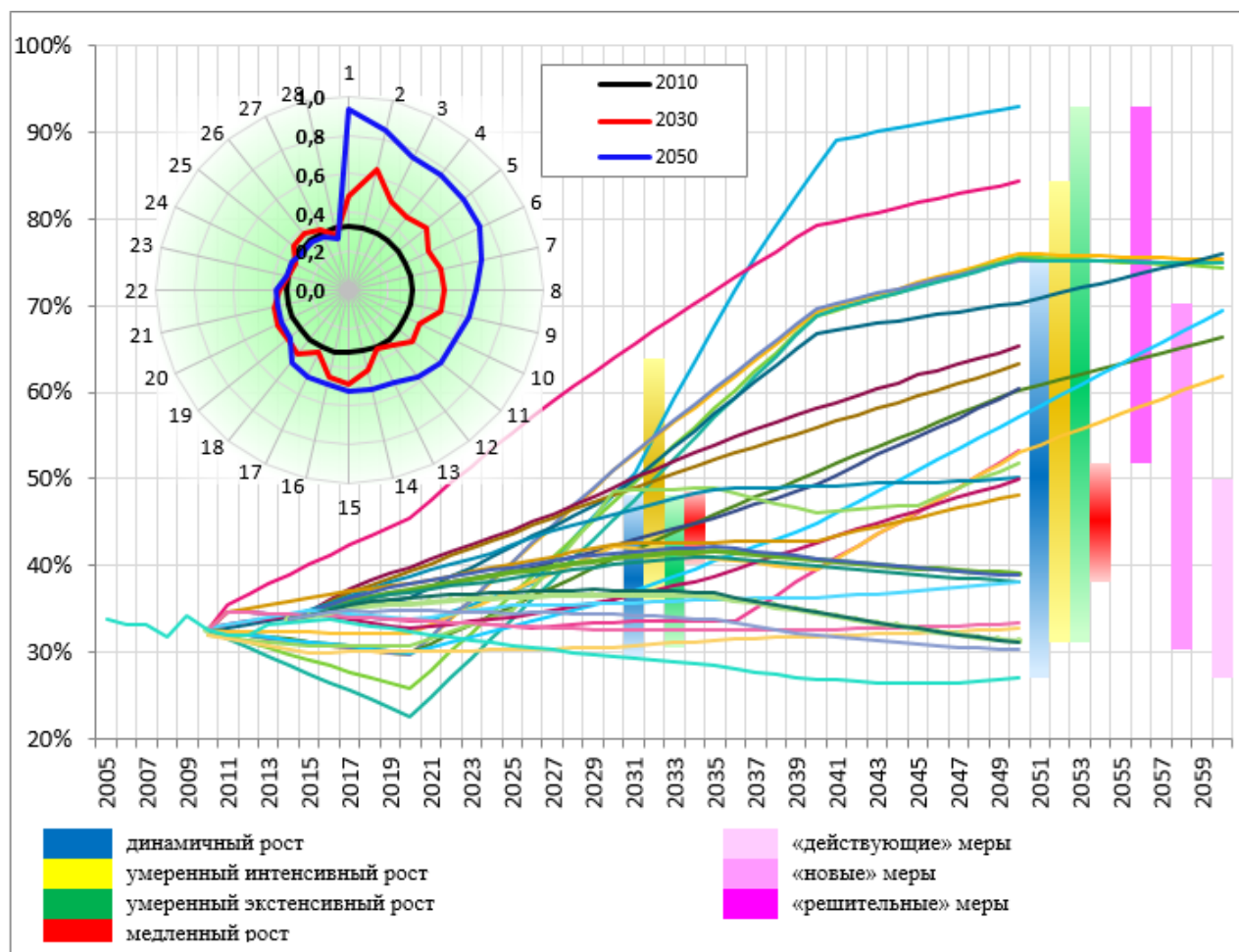
**Рисунок 18. Динамика выбросов CO<sub>2</sub> на выработку 1 кВт-ч электроэнергии**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

**Доля электроэнергии, вырабатываемой на низкоуглеродных источниках – ГЭС, АЭС и НВИЭ, – функция как динамики потребления электроэнергии и политики увеличения ее экспорта, так и политики развития этих источников (высокий уровень согласия). В 2000-2013 гг. эта доля оставалась в диапазоне 33-35%. В перспективе до 2050 г. динамика доли электроэнергии, вырабатываемой на низкоуглеродных источниках, заметно различается. Наиболее вероятно, что к 2030 г. она может оказаться в диапазоне 30-45%. К 2050 г. в зависимости от динамики спроса на электроэнергию и успехов в развитии АЭС и «зеленой» генерации она может оказаться в диапазоне 39-50% в сценариях с «новыми» мерами политики, а в сценариях с «решительными» мерами – вырасти до 60-65% (рис. 19).**

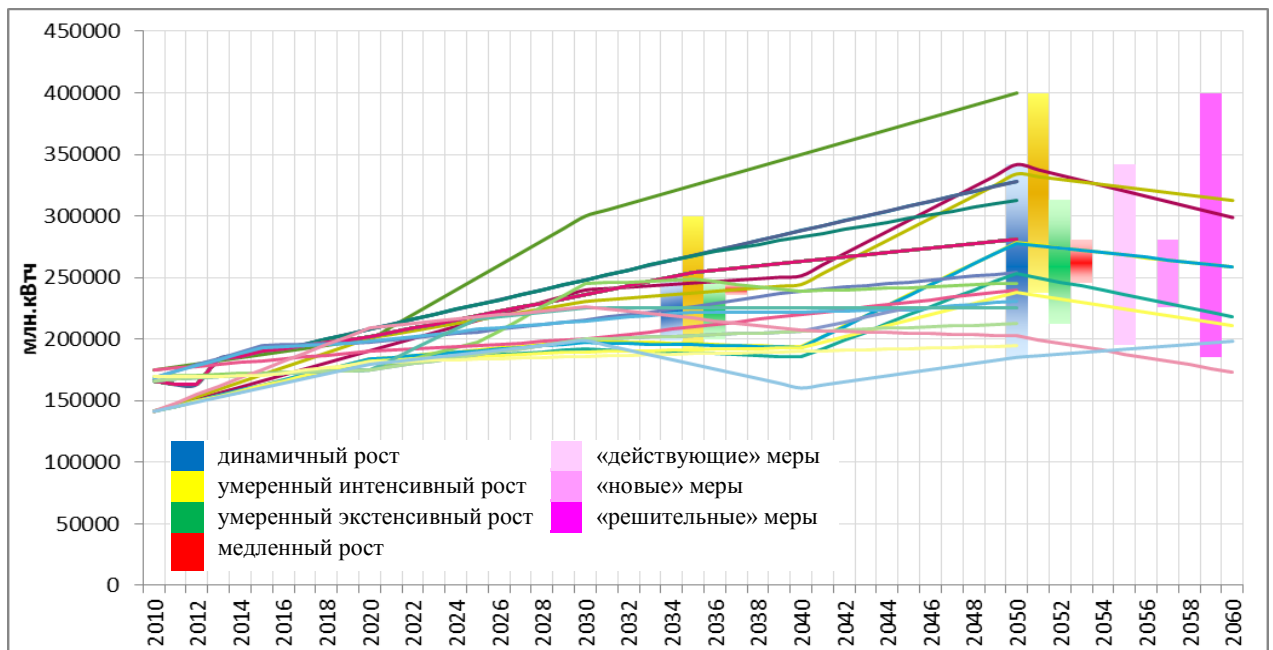
**Рисунок 19. Динамика доли электроэнергии, произведенной на нетопливных источниках**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

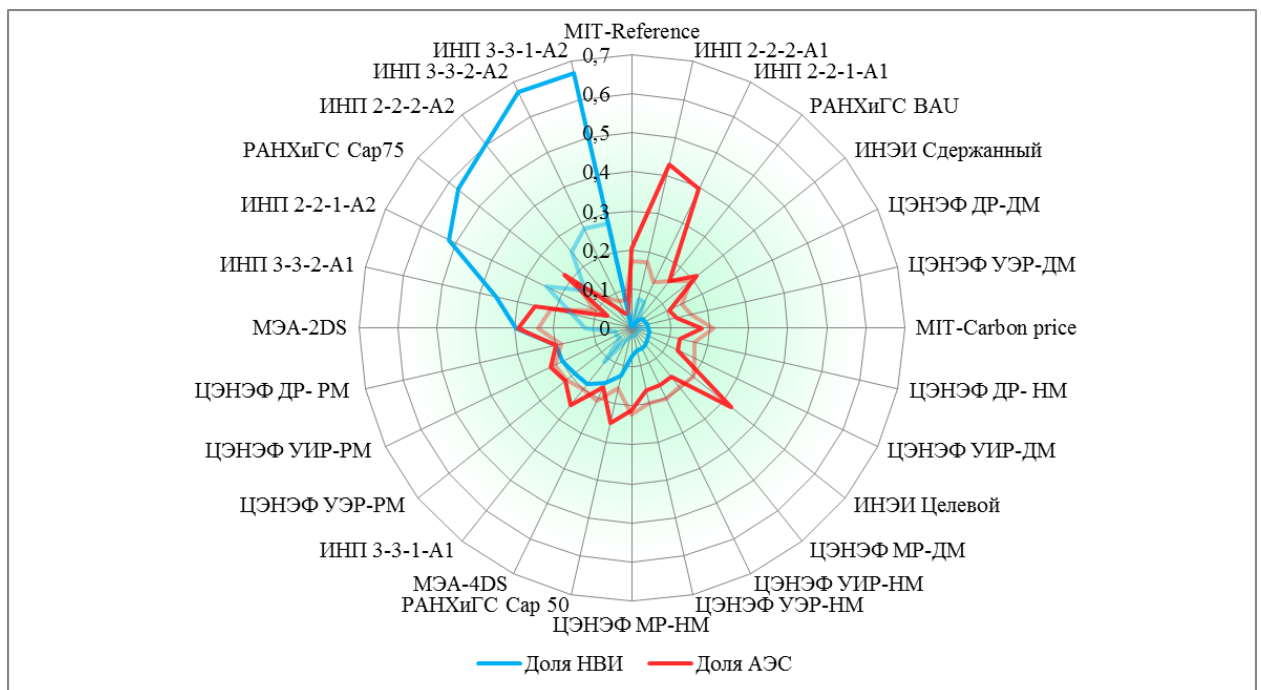
**Определенность динамики выработки электроэнергии на ГЭС выше, чем для других видов низкоуглеродных источников электроэнергии. Среднегодовые темпы роста выработки на ГЭС могут составить 1% в сценариях с «действующими» мерами и вырасти до 1,5% в сценариях с «решительными» мерами (высокий уровень согласия). Выработка электроэнергии на ГЭС может вырасти по различным сценариям до 186-235 млрд кВт-ч к 2030 г. и до 195-400 млрд кВт-ч к 2050 г. с более вероятным диапазоном значений 210-280 млрд кВт-ч (рис. 20).**

**Рисунок 20. Динамика выработки электроэнергии на ГЭС**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

**Рисунок 21. Доля выработки электроэнергии на АЭС и НВИЭ по отдельным сценариям в 2030 г. (светлая линия) и в 2050 г. (темная линия)**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

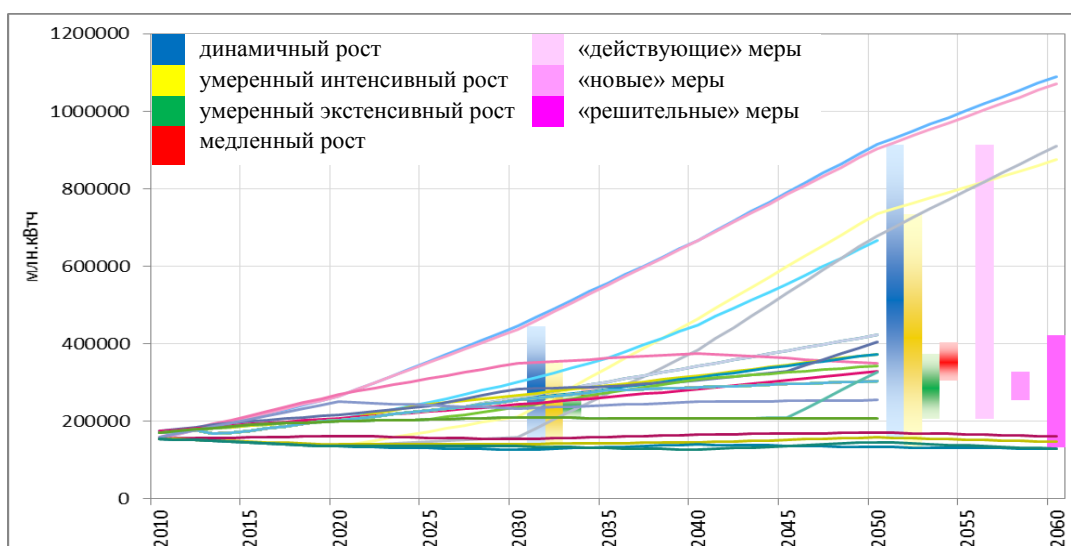
**В** гораздо меньшей степени определены перспективы развития таких низкоуглеродных источников электроэнергии, как АЭС и НВИЭ. Акцент на одну из этих групп технологий формирует основную развилку в сфере политики развития низкоуглеродной генерации электроэнергии (высокий уровень согласия). Заметные различия прогнозных оценок развития этих технологий (рис. 21) определяются оценками



перспективной динамики капиталоемкости вводов новых мощностей, степенью финансовой поддержки государства, степенью использования рыночных механизмов финансовой поддержки развития этих технологий. В России, как и за рубежом, решения в пользу поддержки разных видов развития низкоуглеродной генерации базируются в значительной мере не на экономических и экологических, а на политических, включая оборонные, соображениях.

**Перспективы развития ядерной энергетики определяются возможностью остановки тенденции роста удельной стоимости строительства АЭС и возможностями сохранения высоких уровней бюджетной поддержки такого строительства; решением проблем топливного цикла и захоронения отходов, а также приемлемостью увеличения числа новых АЭС для населения. Неопределенность этих факторов формирует широкий диапазон возможного вклада развития АЭС в ограничение выбросов ПГ (высокий уровень согласия). Большая часть прогнозов допускает возможность роста выработки электроэнергии на АЭС в среднем на 1-2,5% в год в 2013-2050 гг. (рис. 22). Медленная динамика соответствует допущениям о быстром росте удельной стоимости ввода новых мощностей на АЭС и умеренным обязательствам по контролю выбросов и соответственно низкой цене углерода. В этом случае рост выработки электроэнергии на АЭС в 2050 г. будет ограничен уровнем примерно 300-400 млрд кВт-ч. В противном случае, а также при допущениях о высоких темпах развития экономики рост выработки на АЭС может увеличиться до 650-930 млрд кВт-ч, что в 4,5-5,5 раза превышает уровень 2013 г. Одним из основных ограничений такого масштабного дополнительного развития АЭС могут стать огромные потребности в бюджетной поддержке строительства АЭС при росте напряженности российского бюджета. Федеральный бюджет ежегодно субсидирует развитие АЭС в объемах, которые превосходят его ассигнования на цели повышения энергоэффективности за 10 лет.**

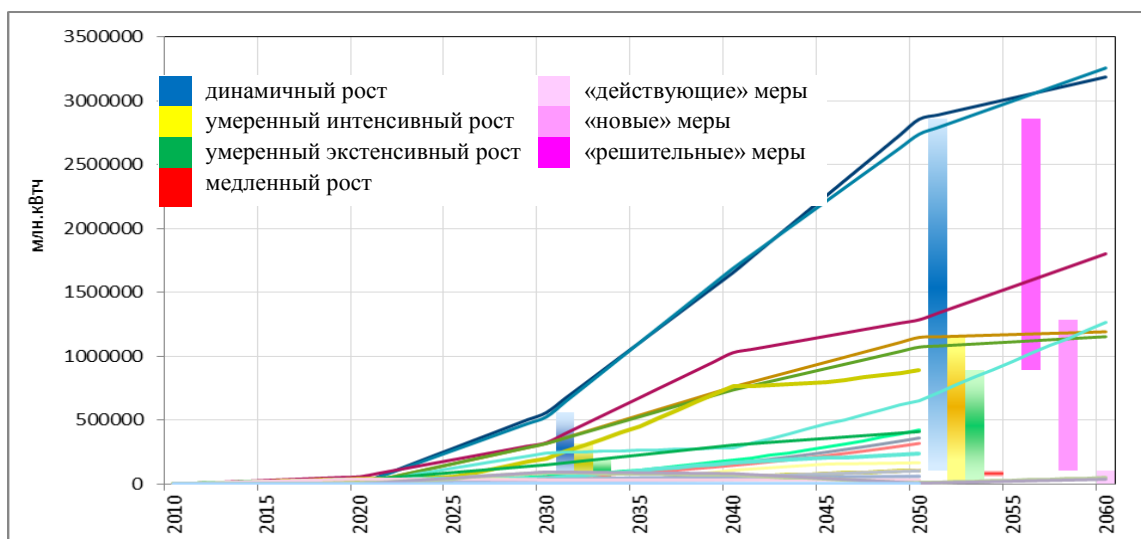
**Рисунок 22. Динамика выработки электроэнергии на АЭС**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

Россия еще далека от ситуации, сложившейся в мире, где в 2012 г. более половины всех введенных генерирующих мощностей пришлось на долю возобновляемых источников. Однако до 2050 г. эта ситуация может существенно измениться (рис. 23). Степень неопределенности масштабов развития НВИЭ выше, чем других технологий генерации (высокий уровень согласия).

**Рисунок 23. Динамика выработки электроэнергии на НВИЭ**

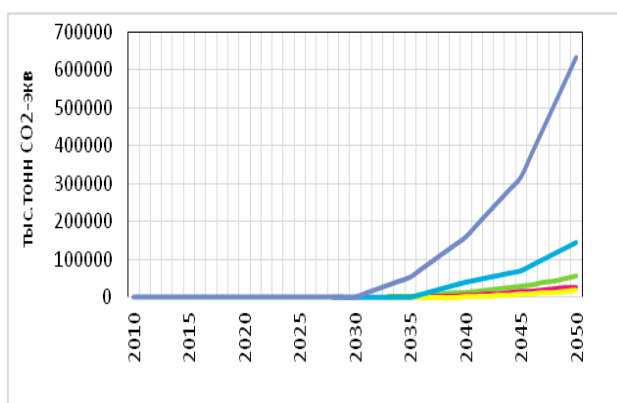


Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

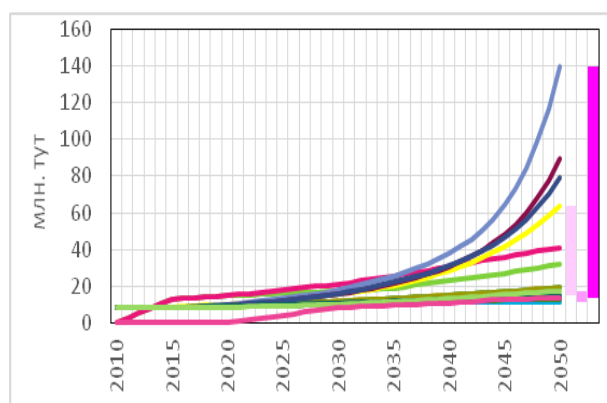
Степень господдержки развития возобновляемых источников генерации электроэнергии существенно ниже, чем для АЭС. Только в 2013 г. Россия запустила механизмы стимулирования развития НВИЭ. Многие из технологий НВИЭ достигли технической и экономической зрелости. Изначально высокие удельные расходы на единицу установленной мощности динамично снижаются, и уже сегодня они в 2-5 раз ниже, чем для АЭС. Это делает их привлекательной альтернативой даже при условии в 2-3 раза меньшего коэффициента использования установленной мощности. Постановление Правительства РФ № 449 от 28.05.2013 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» имеет целью обеспечить рост выработки электроэнергии до примерно 30 млрд кВт·ч к 2020 г. Рост выработки электроэнергии с использованием НВИЭ в сценариях с дополнительными мерами достигает в 2050 г. 240-660 млрд кВт·ч.

**Использование биомассы в качестве источника энергии и использование технологии захвата и захоронения углерода повышается при реализации «новых» и «решительных» мер политики (низкий уровень согласия). Степень неопределенности масштабов применения этих технологий довольно велика (рис. 24).**

**Рисунок 24. Масштабы применения технологий УХУ и использования биомассы в качестве топлива**



а) масштабы применения технологии захвата и захоронения углерода



б) масштабы использования биомассы в качестве топлива

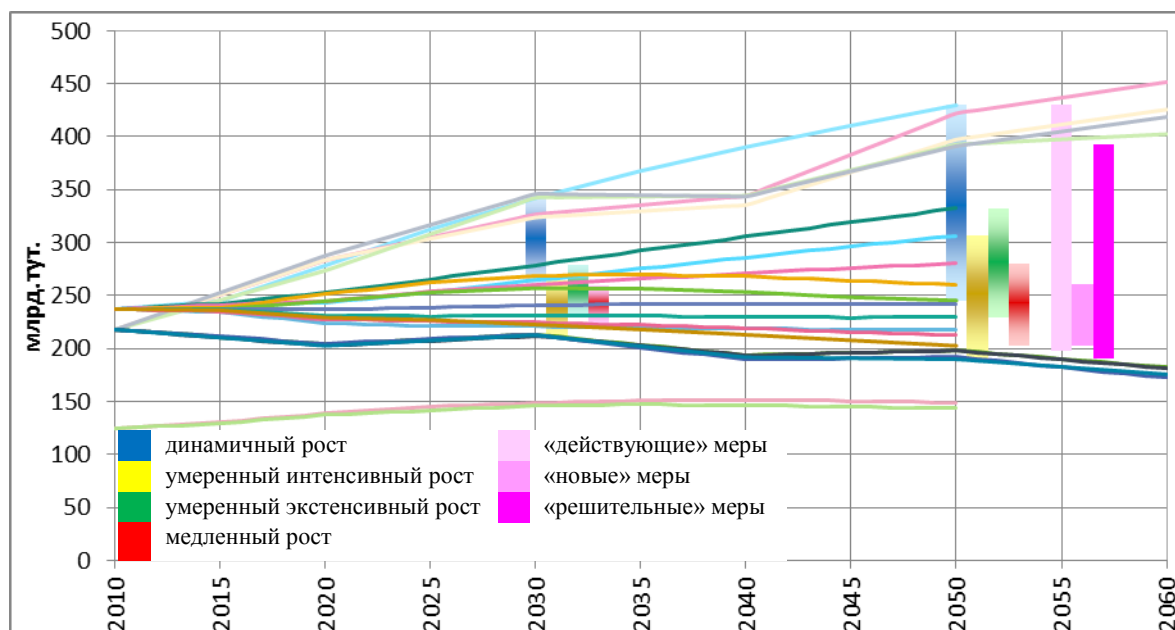
Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

## 9 Динамика потребления энергии и выбросов ПГ в основных секторах

Существенное снижение выбросов ПГ невозможно только за счет мер, реализуемых в ТЭК. Важно значительно повышать эффективность использования энергии и внедрять низкоуглеродные технологии во всех секторах (высокий уровень согласия). Технический потенциал снижения выбросов ПГ равен 1100 млн т CO<sub>2-экв.</sub>, или 57% от уровня выбросов в 2011 г. В секторах конечного потребления энергии потенциал реализуется прямо (за счет снижения сжигания топлива) и косвенно (за счет снижения потребности в электрической и тепловой энергии, получаемой от источников, использующих топливо). Большой прямой и косвенный потенциал сокращения выбросов есть в жилых и общественных зданиях, промышленности и на транспорте.

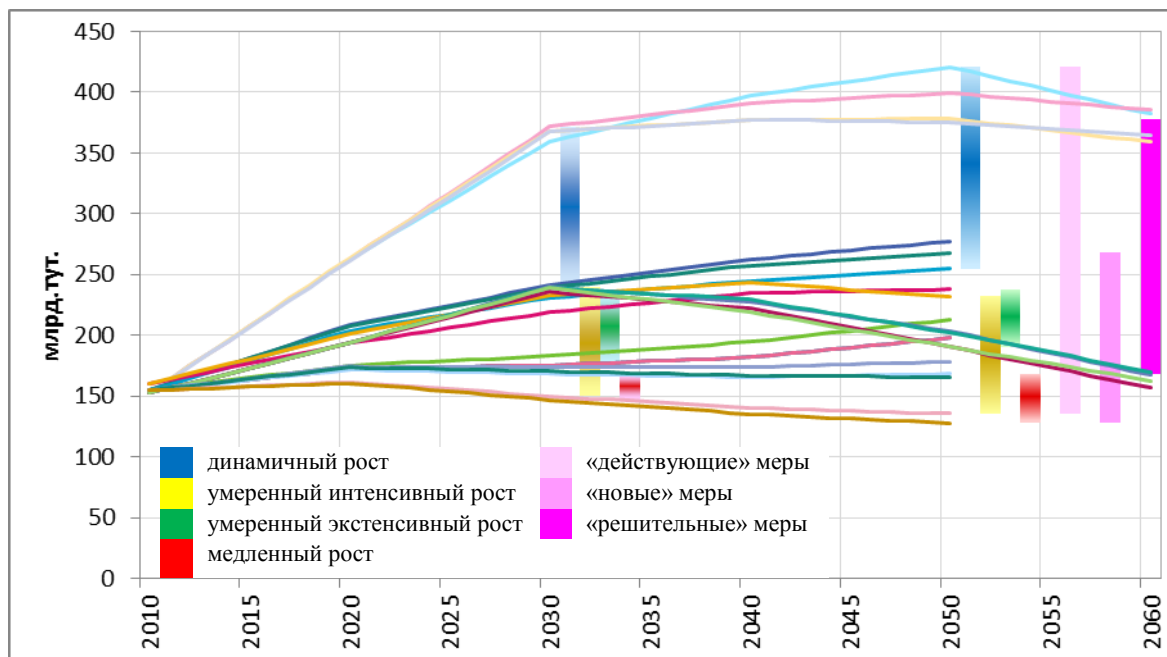
Прогнозные группы не приходят к согласию насчет влияния мер политики контроля над выбросами на динамику потребления энергии в отдельных секторах в зависимости от интенсивности реализации этих мер (низкий уровень согласия). Динамика потребления энергии в промышленности и на транспорте явно зависит от динамики ВВП, но проследить ее зависимость от мер политики не удастся ни для промышленности (рис. 25), ни для транспорта (рис. 26). Требуются дальнейшие исследования по отдельным секторам для уточнения параметров эффективности разных мер контроля над выбросами.

**Рисунок 25. Динамика потребления энергии промышленностью по отдельным сценариям**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

**Рисунок 26. Динамика потребления энергии на транспорте по отдельным сценариям**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

## 10 Стоимость снижения выбросов

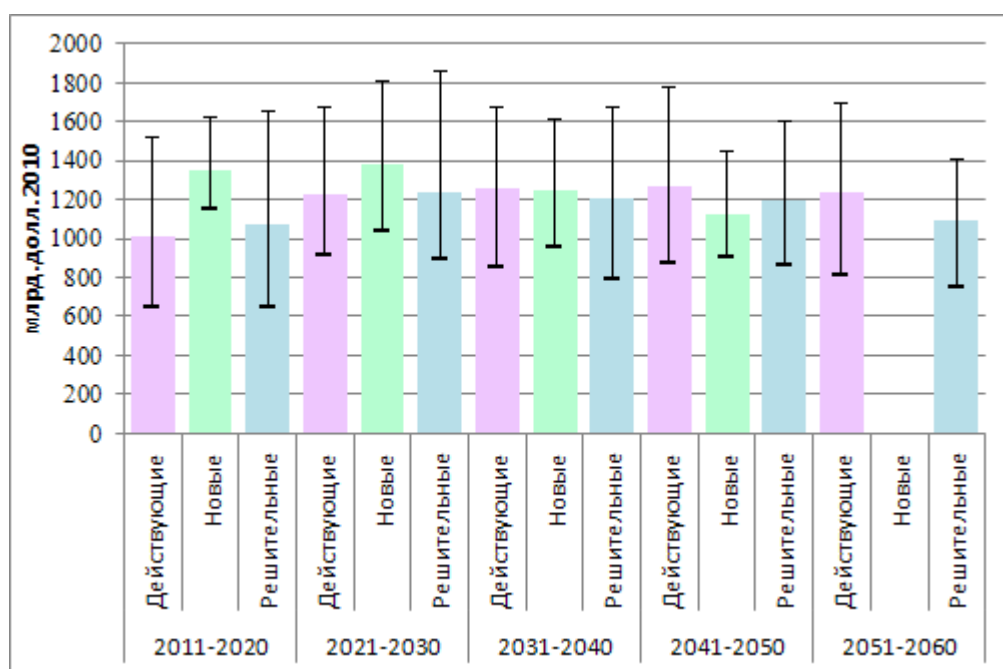
**Инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий и в повышение энергоэффективности не дают существенной дополнительной инвестиционной нагрузки на экономику (средний уровень согласия).** Потребность в них определяется как темпами экономического роста, так и интенсивностью реализации «новых» и «решительных» мер политики. Не все исследовательские группы приводят данные по инвестициям. На основе прогнозных оценок трех исследовательских групп нет оснований утверждать, что сценарии с «новыми» и «решительными» мерами требуют заметных дополнительных капитальных вложений (рис. 27). Объясняется это тем, что инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий и в повышение энергоэффективности позволяют экономить на вложениях в развитие очень капиталоемкого нефтегазового сектора и топливной энергетики. В среднем, ежегодные инвестиции в энергообеспечение экономического роста, включая повышение энергоэффективности, составляют 100-140 млрд долл. Доля инвестиций в ТЭК, как в ВВП, так и в суммарных инвестициях, будет постепенно снижаться.

**На основе имеющихся оценок нет оснований утверждать, что инвестиции в низкоуглеродные и энергоэффективные технологии будут отвлекать ресурсы от экономического роста и тормозить его динамику (средний уровень согласия).** Дополнительные суммарные дисконтированные капитальные вложения в развитие низкоуглеродных технологий и в повышение энергоэффективности не превышают 0,8% дисконтированного ВВП в 2014-2050 гг. Это соответствует оценкам доли капитальных вложений, необходимых для контроля над выбросами в 2030-2050 гг. для развитых стран, которые не превышают 1% от ВВП<sup>8</sup>. При ограничениях на возможности экспорта российских углеводородов дисконтированная экономия на капитальных вложениях в

<sup>8</sup> Clarke, Jiang et al. (2014).

развитие нефтегазового сектора может превысить 0,2-0,3% дисконтированного ВВП. Капиталоотдача инвестиций в добычу нефти и газа будет устойчиво падать, не менее чем в 1,5 раза. В 30-40-х годах XXI века огромные капитальные вложения в нефтегазовый сектор не позволят даже удерживать объемы добычи нефти. Удельные капитальные вложения на единицу экономии энергии в 2-3 раза ниже, чем в обеспечение прироста ее производства за счет низкоуглеродных технологий и многократно ниже удельных капитальных вложений в освоение новых месторождений углеводородов. Дополнительные капитальные вложения в низкоуглеродные технологии нельзя считать потерями роста, поскольку это инвестиции со значительно более высокой капиталоотдачей, чем замещаемые инвестиции в развитие нефтегазового комплекса.

**Рисунок 27. Капиталовложения в отдельных сценариях, сгруппированных по блокам мер**

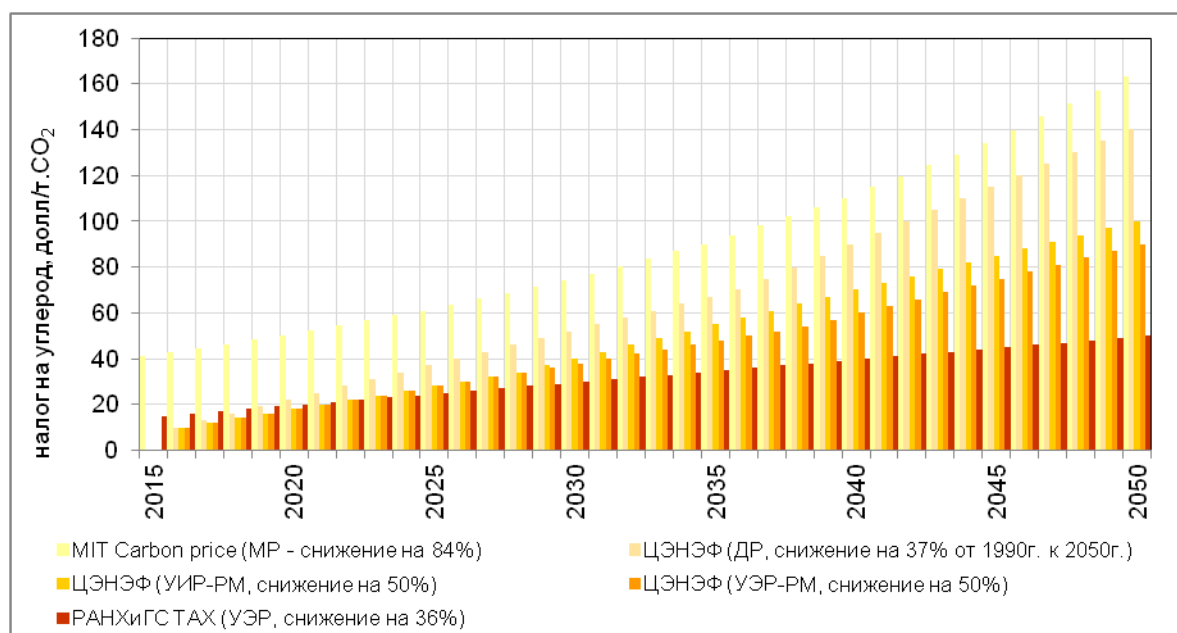


Столбцы показывают среднее значение потребности в капиталовложениях в группе сценариев. Линиями показан интервал от минимального значения к максимальному. Сиреневый цвет – действующие меры, зеленый – новые, голубой – решительные. Данные по капитальным вложениям представлены в работах ИНП РАН, ИНЭИ РАН и ЦЭНЭФ.

Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

**Для удержания выбросов ПГ на низких уровнях и повышения экономической привлекательности низкоуглеродных технологий необходимо введение цены углерода в виде налога на углерод в топливе или в виде цены в системе торговли квотами на выбросы ПГ (высокий уровень согласия). В пяти сценариях предусматривается введение цены на углерод начиная с 2015-2016 гг. с постепенным ее возрастанием к 2050 г. Эта цена тем выше, чем выше темпы роста экономики и (или) чем более жесткие обязательства по контролю над выбросами ПГ берет на себя Россия (рис. 28).**

**Рисунок 28. Динамика цены на углерод в отдельных сценариях**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

При умеренных темпах экономического роста для удержания выбросов ПГ на уровне, не превышающем 50% от значения 1990 г., необходимо повышение цены на углерод к 2050 г. в размере, близком или превышающем 100 долл/т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ . Для более глубокого сокращения выбросов цена углерода в 2050 г. должна превысить 150 долл/т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$  (средний уровень согласия). Поскольку решения о развитии низкоуглеродных технологий принимаются в значительной мере не по экономическим соображениям, точно оценить эффект от повышения цен на углерод довольно сложно. Согласно оценкам ЦЭНЭФ и РАНХиГС, при повышении цены углерода на каждые 10 долл/т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$  в 2050 г. происходит снижение выбросов на 16-25 млн т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ . Оценки цены углерода для России сопоставимы с ее оценками для мира в целом, которые на уровне 2030 г. равны 20-100 долл/т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ , а на уровне 2050 г. – 40-200 долл/т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ .<sup>9</sup> Для развитых стран эта цена ниже, для развивающихся – выше. Так, в Китае для того чтобы сократить выбросы ПГ на 68% от уровня 2005 г., должна быть введена цена углерода в размере 375 долл/т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ . В Индии даже для ограничения роста выбросов в 2050 г. на уровне 50% от значения 2005 г. требуется введение цены на углерод в размере 144-180 долл./т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ .<sup>10</sup> Постепенное введение цены на углерод приводит к повышению цен на энергоносители для конечных потребителей, что смягчается существенным повышением энергоэффективности к тому моменту, когда этот эффект становится заметным. В итоге, проблема экономической доступности энергии практически не осложняется. В сценариях с отсутствием «новых» и «решительных» мер политики из-за быстрого роста внутреннего спроса на природный газ сокращается потенциал его экспорта. Для предотвращения такой ситуации необходимо повышение цены на газ, которое ведет к более значительному повышению тарифов на электроэнергию, чем введение цены углерода в размере 100-150 долл./т  $\text{CO}_2\text{-ЭКВ}$ . В зависимости от схемы сбора налога он мог бы принести в 2016-2050 гг. 50-100 трлн руб. (в текущих ценах), что сопоставимо с инвестициями в развитие низкоуглеродных технологий и повышение энергоэффективности. Вопрос в том, кому достанутся дополнительные

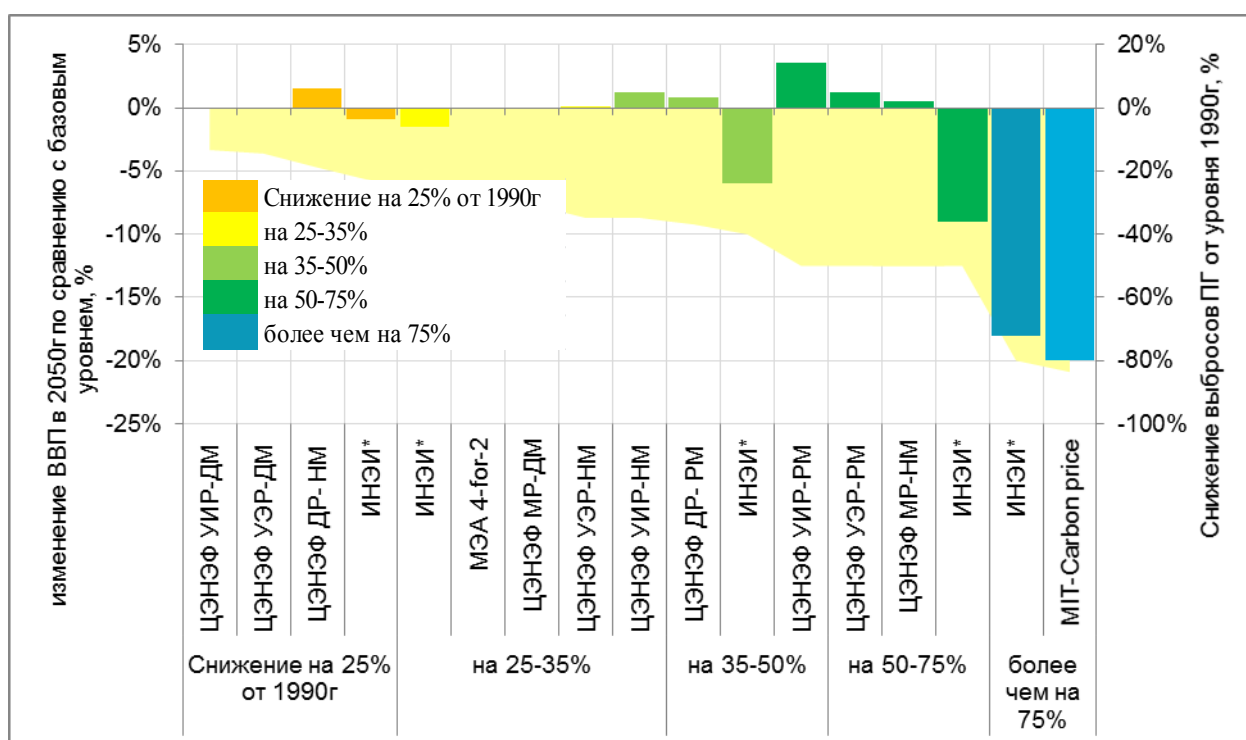
<sup>9</sup> Clarke, Jiang et al., 2014.

<sup>10</sup> Namazu et al., 2013.

доходы: производителям природного газа (от повышения внутренних цен на газ) или бюджету (от введения налога на углерод).

Меры по удержанию выбросов ПГ на уровне на 25-30% ниже значения 1990 г. не приводят к потерям ВВП (рис. 29). Оценки макроэкономических эффектов при глубоком сокращении выбросов – на 50% от значения 1990 г. – существенно расходятся: от +4% до –9% ВВП. Потери ВВП при снижении выбросов ПГ на 80% от значения 1990 г. могут превышать 10% (средний уровень согласия, рис. 29 и 30). Оценки Третьей рабочей группы МГЭИК в Пятом оценочном докладе также близки. Для траектории снижения выбросов ПГ на 40-70% к 2050 г. и до нуля в 2100 г. они составляют в 2030 г. от +1 до -4% (в среднем (-1,7%); в 2050 г. от -2 до -6% (в среднем 3,4%); в 2100 г. от -3 до -11% (в среднем 4,8%)<sup>11</sup>. Это равнозначно потерям среднегодового темпа роста на 0,06% при средних темпах роста около 2% в год.

**Рисунок 29. Изменение ВВП по сравнению с базовым уровнем при снижении выбросов ПГ**



Бледно-желтая зона отражает глубину снижения выбросов в сценарии (правая шкала).

\* В исследовании ИНЭИ РАН отсутствуют сценарии с мерами снижения эмиссии. Однако в этом исследовании выдвинуто предположение о потерях ВВП на каждый процент снижения эмиссии CO<sub>2</sub> после определенного предела (Веселов и др., 2010; Malakhov, 2010). Эта пропорция использована для расчета потерь ВВП при снижении эмиссии на 25%, 30%, 50% и 80% от уровня 1990 года.

Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

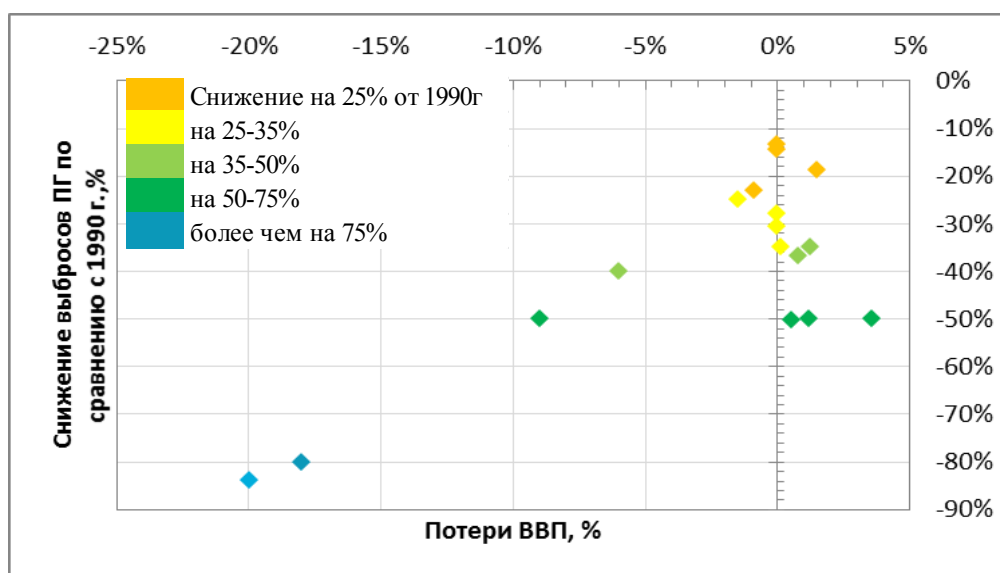
Эти расходы на борьбу с известным риском значительно меньше военных расходов на борьбу с намного более неопределенным риском, которые составляют около 2,5% мирового ВВП. Неопределенность масштабов роста глобального ВВП до 2100 г. находится в пределах от 300% до 900%. То есть влияние прочих факторов на экономический рост на один-два порядка более существенно, чем возможное влияние мер по контролю над

<sup>11</sup> Climate Change 2014. Mitigation of climate change. Summary for policymakers. Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the IPCC. Accepted by the 39<sup>th</sup> Session of IPCC. Berlin, Germany.

выбросами. Если же учитывать выгоды от замедления изменения климата и дополнительные эффекты (улучшение экологической обстановки, снижение зависимости от внешних поставок энергоресурсов, снижение частоты аварий и др.), то очевидно, что глобальный переход к низкоуглеродной экономике практически не сопровождается существенными затратами. Последние оценки снижения выбросов в ЕС на 40% к 2030 г. равны 0,1-0,3% ВВП, а снижения на 50% – 0,6% ВВП. Эти меры позволяют снизить долю импорта энергоносителей на 0,4% ВВП<sup>12</sup>. Итоговый эффект невелик. Эти оценки хорошо соответствуют результатам для России.

Не во всех моделях ВВП корректируется с учетом влияния параметров политики контроля над выбросами. Надежность оценок макроэкономических эффектов от мер по контролю над выбросами нуждается в существенном повышении. Оценки возможных потерь ВВП за счет реализации мер по удержанию выбросов ПГ на уровне 40% ниже значения 1990 г. не превышают оценки возможного ущерба России от изменения климата, которые могут достигать в среднем 2% ВВП, а на отдельных, но довольно обширных территориях – 5% ВВП<sup>13</sup>.

**Рисунок 30. Зависимость изменения ВВП по сравнению с базовым уровнем от глубины снижения выбросов ПГ**



Источник: ЦЭНЭФ на базе данных, полученных от участников проекта

Для России намного более значимыми ограничениями экономического роста являются неспособность повысить эффективность экономики и снизить издержки. На этом фоне возможные положительные или негативные воздействия политики контроля над выбросами ПГ дают эффекты существенно меньшего порядка.

<sup>12</sup> Enerdata. EU energy and climate policy 2030 targets: how and how much? 25.03.2014.

<sup>13</sup> Катцов и Порфирьев, 2011.



## 11 Какие обязательства по контролю выбросов ПГ может взять на себя Россия в период до 2030 г. и до 2050 г.?

Наиболее вероятна реализация сценариев умеренного роста с пакетами «новых» и «решительных» мер политики или медленного роста с «новыми» мерами политики, которым соответствует объем выбросов ПГ в 2050 г. на уровне 1330-2330 млн т CO<sub>2</sub>-экв, что равно 50-85% от объема выбросов 1990 г. (высокий уровень согласия). Оценка вероятности реализации сценариев проводится с использованием критериев достаточности ресурсной базы для обеспечения добычи нефти и газа; обеспечения экономической доступности энергии для потребителей; возможного изменения положения России на глобальных рынках энергоресурсов. Сценарии «динамичного роста» оказались практически нереализуемыми. Полученные для них оценки динамики выбросов носят чисто иллюстративный характер и не имеют практической значимости. Реализация сценариев глубокого снижения выбросов к 2050 г. – на 75-80% и более – по имеющимся ныне оценкам, которые требуют заметного уточнения, чревата высокими потерями ВВП. Такое глубокое снижение выбросов возможно при масштабном использовании технологии УХУ, параметры которой еще недостаточно ясны.

**В перспективе до 2050 г. возможны «мягкие» и «жесткие» варианты обязательств России по контролю над выбросами.** В первом случае это обязательства, соответствующие верхней границе наиболее вероятного диапазона динамики выбросов при реализации преимущественно мер по повышению энергоэффективности, без введения налога на углерод или торговли квотами и без введения существенных мер поддержки развития низкоуглеродных технологий. Во втором случае – обязательства, соответствующие нижней границе вероятного диапазона. При готовности и способности запустить пакеты «новых» и «решительных» мер политики получают «жесткие» варианты обязательств. Каждое из обязательств можно сформулировать в форме уровня выбросов на последний год их принятия или как среднегодовые выбросы за период действия обязательств (в таком варианте были сформулированы обязательства в Киотском протоколе).

**«Мягкие» варианты долгосрочных обязательств могут быть сформулированы так:**

- обеспечить в 2050 г. выбросы на уровне не выше 75% от значения 1990 г., или
- обеспечить в 2021-2050 гг. среднегодовые выбросы на уровне не выше 75% от значения 1990 г.

Эти задачи с запасом решаются при успешной реализации как «действующих», так и «новых» пакетов мер. Риск их невыполнения существует только в случае отказа от использования «новых» мер политики или при реализации невероятно высоких темпов экономического роста. В зависимости от профиля траектории выбросов в одних сценариях сложнее выполнить задание по первой формулировке, а в других – по второй. Однако, в целом, они почти равнозначны. Цикличность развития экономики может несколько «подбросить» вверх выбросы в отдельные годы, в т.ч. в последнем 2050 г. Поэтому вторая формулировка дает больше гибкости в выполнении обязательств.

**«Жесткие» варианты долгосрочных обязательств могут быть сформулированы так:**

- обеспечить в 2050 г. выбросы на уровне не выше 50% от значения 1990 г., или
- обеспечить в 2021-2050 гг. среднегодовые выбросы на уровне не выше 67% от значения 1990 г.

Эти задачи решаются только при запуске и успешной реализации широкого набора «новых» и «решительных» мер политики контроля над выбросами, включая введение налога на углерод и его увеличение примерно до 40-100 долл/т CO<sub>2-экв.</sub> к 2050 г. В сценарии с медленным ростом задача снижения выбросов на 50% решается при успешной реализации пакета «новых» мер политики даже при ограниченном развитии низкоуглеродных технологий генерации электрической и тепловой энергии и производства жидкого топлива.

**В отношении краткосрочных обязательств на 2021-2025 гг. или на 2021-2030 гг. в «мягком» варианте можно сохранить формулировку требований Указа Президента № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» об удержании в 2020 г. антропогенных выбросов от сектора «энергетика» на 25% ниже уровня 1990 г. (предпочтительно в формулировке обязательств по среднегодовым выбросам за период). Выполнение этих обязательств с высокой вероятностью потребует успешной реализации не только «действующих», но и пакета «новых» мер политики и практически гарантировано с запасом при начале масштабной реализации в эти годы «решительных» мер поддержки развития России по низкоуглеродной траектории развития. В «жестком» варианте можно сформулировать целевую установку так: обеспечить в 2021-2030 гг. среднегодовые выбросы на уровне не выше 70% от значения 1990 г.**

## Литература

1. Башмаков И.А. и А.Д. Мышак (2012). *Факторы, определившие динамику выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России. Анализ на основе данных национального кадастра.* – М.: АНО «Метеоагентство Росгидромета», 2012.
2. Башмаков И.А. и А.Д. Мышак (2013). *Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010-2060 гг.* Проблемы прогнозирования. В печати.
3. Веселов Ф.В., Макаров А.А., Малахов В.А. (2010) Влияние мер по ограничению эмиссии парниковых газов на развитие экономики и энергетики России на перспективу до 2030 года // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4.
4. Катцов В.М. и Б.Н. Порфирьев (2011). *Оценка макроэкономических последствий изменения климата.* Роскомгидромет. М.
5. Росгидромет (2013). *Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом.*
6. ЦЭНЭФ (2013). *Факторы, определяющие выбросы парниковых газов в секторе «энергетика» России: 1990-2050. Часть 2: прогнозы на 2010-2060 годы.* Отчет. ЦЭНЭФ, Москва, 2013.
7. BP (2011). *Statistical Review of World Energy.* Available at: <http://www.bp.com/statisticalreview>.
8. BP (2013). *Statistical Review of World Energy.* Available at: <http://www.bp.com/statisticalreview>.
9. Clarke L., K. Jiang et al. (2014). Chapter 6. *Assessing Transformation Pathways.* Mitigation of Climate Change. IPCC. Working Group III Fifth Assessment Report (AR5).
10. EIA (2013). *Annual Energy Outlook 2013.* US DOE.
11. Enerdata (2013). *Global Energy Statistical Yearbook. 2013.* Enerdata, Grenoble, France. Available at: <http://www.enerdata.net/enerdatauk/press-and-publication/publications/world-energy-statistics-16-supply-and-demand.php>
12. IEA. (2011a). *CO2 emission from fuel combustion.* International Energy Agency. OECD, Paris, France.
13. IEA. (2011b). *Energy Balances of Non-OECD Countries.* International Energy Agency, Paris, France.
14. IEA (2012a). *CO2 Emissions from Fuel Combustion. Beyond 2020 Online Database.* IEA, Paris. Available at: <http://data.iea.org>.
15. IEA (2012b). *Energy Technology Perspectives.* International Energy Agency, Paris, France.
16. IEA (2013a). *CO2 emission from fuel combustion. Highlights (2013 Edition).* International Energy Agency. OECD, Paris, France.
17. IEA (2013b). *World Energy Outlook 2013.* International Energy Agency. OECD, Paris, France.
18. JRC/PBL (2012). *Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR).* European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. Available at: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu>.
19. Malakhov V. (2010) Economic perspectives of low-carbon development in Russia // International Journal of Low-Carbon Advance Access. 2010. August 18, 5 p.
20. Namazu, M., S. Fugimori, K. Jiang and Y. Matsuoka (2013). *Feasibility of low carbon development in China.* Global Environmental Research. V.17, No. 1. 2013.

## **Раздел II**

**И.А. Башмаков**

**Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ)**

# **Формирование согласованных сценарных условий социально- экономического развития России по низкоуглеродным траекториям до середины XXI века**

## **1 Зачем нужны согласованные социально-экономические траектории развития?**

Для выявления серьезных проблем, с которыми страна может столкнуться в будущем, и принятия упреждающих решений, позволяющих если не полностью решить эти проблемы, то хотя бы заметно снизить их остроту, нужны долгосрочные прогнозы. Большинство экономистов, независимо от их взглядов на будущее экономики России, согласны в том, что следует активно поддерживать разработку сценарных прогнозов, стратегий и программ (С. Глазьев и Г. Фетисов, 2013; Е. Гурвич, 2013; В. Ивантер и М. Ксенофонтов, 2012; Е. Ясин, 2011). Надежной базой при принятии решений по определению траекторий будущего развития является разностороннее видение глубины проблем и наличие меню альтернативных решений. Это позволяет избежать субъективизма в оценках, расширить поле допустимых решений, лучше определить их последствия и тем самым повышает шансы принятия верных решений. При этом речь идет не о консенсусе мнений разных аналитических групп, а об их многообразии, а также о силе аргументации и убедительности. Это позволит избежать ситуации, когда государство и экономические субъекты получают односторонние или ошибочные ориентиры для выработки решений и на этой основе происходит инфляция целей и задач развития (А. Блохин, 2012).

Необходимость смены модели экономического развития; комплекс проблем, определяемых сложной демографической ситуацией; инерционность экономических систем, определяющая необходимость как заблаговременного принятия важных решений, так и оценивания их долгосрочных последствий, – все это приводит к тому, что появляется все больше прогнозов развития как экономики России в целом, так и ее существенных подсистем уже не только до 2030-2040 гг. (Гурвич, 2013; МЭР, 2013; Узяков и Широков, 2012; Макаров, Митрова, 2013), но и до 2050 г. и далее (Башмаков, 2011; Ясин, 2011; ОЭСР, 2012; Кудрин и Гурвич, 2012; Власов и др., 2013; Синяк, 2011; и др.).

Задача сводится к тому, чтобы избежать близорукости в принятии решений. Однако при решении этой задачи видение будущего базируется на анализе прошлого и настоящего, и поэтому часто не столько будущее переносится в настоящее, сколько прошлое переносится в будущее. По мере того как часть будущего становится прошлым, само видение будущего корректируется: траектории развития, которые казались возможными, оказываются заблокированными, и, напротив, повышается вероятность развития по траекториям, которые казались или невозможными, или нежелательными. Это значит, что прогнозы необходимо: (а) регулярно обновлять, чтобы вовремя принимать дополнительные корректирующие решения, и (б) сравнивать, чтобы иметь более полное представление о возможной остроте проблем и о пространстве возможных решений.

Сопоставимость прогнозов зависит от условий расчета, свойств моделей, от решаемых задач и др. В конце концов, чтобы принимать обоснованные решения, желательно иметь возможность сравнивать результаты прогнозов и оценивать степень согласия и несогласия экспертного сообщества по поводу важнейших параметров устойчивого развития и политики ограничения выбросов ПГ. Для этого важно, чтобы хотя бы часть прогнозных расчетов проводилась на основе согласованных допущений, и имелась возможность оценить меру согласия или несогласия экспертов, определяемую как различиями в концепциях и инструментарии анализа, так и условиями расчетов.

## 2 Подходы к формированию согласованных социально-экономических траекторий развития

Определение сценариев динамики выбросов ПГ на перспективу до 2050 г. и далее должно опираться на социально-экономические «видения будущего», которое в силу его неопределенности не может быть однозначным. Эти «видения» описываются сценариями, состоящими из качественных характеристик развития (определения концепций и драйверов будущего развития – narratives, storylines) и набора количественных оценок входных (экзогенных) переменных, а также других параметров моделей (коэффициентов, выбора уравнений и др.). Важно, чтобы эти «концепции будущего» охватывали все пространство возможностей социально-экономического развития с минимальными взаимными наложениями, но при этом набор таких концепций был бы ограниченным и представительным. Тогда сценарии или семейства сценариев дают возможность эффективно структурировать это пространство. Число сочетаний экзогенных переменных растет по экспоненте в зависимости как от их числа, так и от числа задаваемых траекторий для каждой из них. Задание «видений» будущего в форме логически взаимосогласованных сочетаний позволяет существенно сократить число сценариев без потери полноты картины будущего.

Потребители такого «видения» делятся на две группы: лица, принимающие решения, и эксперты в прочих областях климатических исследований – понимание допущений, при которых получены результаты прогнозов; а также экспертное сообщество, вовлеченное в проведение расчетов по оценке динамики выбросов – использование «видений» в расчетах (Kriegler et al., 2012). Как для первой, так и для второй групп важно, чтобы результаты расчетов по сценариям были сопоставимы, а из этого следует, что сценарии должны быть (Van Vuuren et al., 2012; Kriegler et al., 2012; Башмаков, 1987):

- взаимно согласованными;
- охватывающими все пространство возможностей социально-экономического развития;
- дающими достаточно сжатое, но всестороннее описание характеристик и различий альтернативных «концепций будущего»;
- ограниченными по числу и существенно различными;
- сопоставимыми, получаемыми разными командами специалистов при близких допущениях и позволяющими сравнивать результаты разных групп;
- гибкими, структурирующими анализ, но не ограничивающими свободу исследователей, позволяющими формировать дополнительные сценарии и оценивать чувствительность результатов к дополнительным допущениям или к изменению отдельных допущений.

Вопросы взаимного согласования сценариев можно решать по-разному. Одна из возможных схем была предложена И.А. Башмаковым в 1987 г. в рамках «метода семи матриц». Идея этого метода состоит в том, чтобы замкнуть петлю анализа от формулирования допущений о природно-технологических, экономических и социально-политических факторах развития и формирования на этой основе матрицы сценариев (первая матрица) к расчетам на модели динамики основных макроэкономических переменных (вторая матрица), а затем по одной ветви – к анализу изменения экономического положения основных классов и социальных групп общества (третья матрица) и к анализу изменения расстановки внутривнутриполитических сил (четвертая матрица), а по другой ветви – к оценке изменения положения страны в системе

мирохозяйственных связей (пятая матрица) и оценке изменения ее положения в системе международных отношений (шестая матрица). Обе ветви замыкают анализ на матрице решений (седьмая матрица), в которой каждой крупной проблеме ставятся в соответствие способы ее решения и параметры которой сравниваются затем с параметрами матрицы сценариев. На этой основе выносятся суждения о мере противоречивости сценарных условий и результатов социально-экономического развития и о степени вероятности реализации конкретного сценария. Такой подход позволяет замкнуть контуры прямых и обратных связей в цепи взаимодействий природно-технологических, экономических и социально-политических факторов, на практике реализовать принципы системности и развития в оценках перспектив, а главное – снизить степень неопределенности будущего за счет отсеечения нереализуемых траекторий и сформировать базу для оценки вероятности реализации оставшихся альтернатив социально-экономического развития. Таким образом, границы пространства возможностей социально-экономического развития становятся более рельефно очерченными, а его площадь значительно сокращается.

Использование такого подхода расширяет поле зрения экономистов, часто зашоренных узостью знаний в смежных областях, при этом более рельефно выступает необходимость тщательно формулировать исходные гипотезы и проверять их совместимость. Только после проведения подобного анализа сценарные условия можно назвать взаимно согласованными. Качественная реализация подобного подхода требует плодотворного сотрудничества специалистов разных отраслей знаний: экономистов, инженеров, математиков, социологов, политологов. В полной мере этот подход еще не реализован ни в России, ни за рубежом. Однако в России появляется все больше работ, воплощающих близкие по духу подходы (Башмаков, 2009; Башмаков, 2011; Гурвич, 2013; Ясин, 2013; Блохин, 2012; и др.)<sup>14</sup>

В условиях расчета должны учитываться:

- изменения в институтах и управлении (степень долгосрочной ориентации и способность заблаговременно выявить проблемы и найти пути их решения; эффективность в реализации этих решений и достижении целей; демократические, с высокой степенью вовлеченности, или командные способы управления и т.п.) с диапазонами от эффективного лидерства с широкой национальной поддержкой до слабых институтов, нестабильности, фрагментации, разобщенности;
- направления изменения общественных ценностей: ориентация на сохранение статус-кво или на будущее, на потребление или на баланс с природой, на сотрудничество или на конфликт;
- технологические изменения: значительные, трансформационные, «зеленые», скорость и равномерность их проникновения на рынок.

Что касается изменений в экономике (быстрый, умеренный или медленный рост), то в зависимости от конструкции модели они могут как задаваться извне, так и определяться в самой модели. Основные факторы, определяющие различия в уровнях экономической активности, фиксируются в концепциях моделей развития экономики.

---

<sup>14</sup> Так, А. Блохин, 2012, отмечает, что важно, чтобы в анализе выделялись не отрасли или сферы экономики, а ключевые игроки, способные стать субъектами соответствующих преобразований.

### 3 Концепции будущего

Большая часть современных долгосрочных прогнозов развития экономики России – до 2030 г. и далее – формулирует альтернативные видения будущего, на которых базируется задание сценарных условий и макроэкономических параметров. Эти «видения», естественно, описаны широкими мазками в самых общих чертах. В одних работах их описанию уделяется больше внимания (Башмаков, 2009; Гурвич, 2013; Ясин, 2013; МЭР, 2013), в других меньше (Узяков и Широков, 2012). Задача этого раздела – определить ограниченное число существенно различающихся «видений будущего» и оценить степень их связи с параметрами динамичности развития экономики в перспективе.

И. Башмаков (2011) рассматривает четыре группы сценариев:

- **«Россия – любимица богов»**, где приняты самые благоприятные для нашей страны допущения о добыче нефти и газа, динамике цен на нефть, повышении эффективности экономики;
- **«Нефтегазовый оптимизм»** – группа сценариев, в которых заложены такие же оптимистичные допущения об уровнях добычи нефти и газа, но в отношении ненефтегазового сектора экономики приняты менее оптимистичные гипотезы о росте производительности факторов производства;
- **«Углеродное истощение»** – группа сценариев, в которых допускается, что добыча нефти в ближайшие годы достигнет пика и затем начнет сокращаться, а добыча газа достигнет пика в 2016-2030 гг., а затем также начнет падать;
- **«Эффективная модернизация»** – в отношении объемов добычи углеводородов сохраняются допущения группы сценариев «углеродное истощение», но приняты гипотезы об изменении модели экономического роста за счет повышения производительности основных факторов производства.

Однако в этой работе отмечается, что при нынешней культурной традиции России, выраженной формулой *«нацеленность на выживание разобщенных индивидов, ориентированных на решение тактических проблем и плохо представляющих, что их ждет в будущем»* (Башмаков, 2008), и при базовых ценностях, определяемых формулой *«высокая ценность безопасности и защиты со стороны государства при слабой приверженности ценностям новизны, творчества, свободы, самостоятельности и риску»* (Маргун и Руднев, 2010), трудно сформировать дееспособные коалиции для своевременного осуществления основных направлений модернизации. Без нее нельзя даже полностью реализовать потенциал догоняющего развития, не говоря уже о переходе к развитию на технологической границе, что требует инновационной среды и культуры, включающей демократизацию, минимизацию коррупции и бюрократизма, развитие конкуренции во всех сферах.

Е. Ясин (2011) выделяет три видения будущего:

- **Модернизация сверху**, или развитие по инерции в рамках «треугольника недоверия» с углами государство-бизнес-общество. Чтобы компенсировать пассивность бизнеса, государство наращивает свою долю в экономике, и общая эффективность падает. Все избегают рисков, что ведет к короткому горизонту планирования, снижению деловой активности, росту коррупции, ослаблению конкуренции, а затем либо к изменению такой политики, либо к стагнации. Сейчас мы находимся в начале этого процесса. При развитии по этой схеме темпы роста ВВП в перспективе могут составлять 1-3% в год;



- **Модернизация снизу**, формирование в течение 4-5 лет «треугольника доверия» за счет внедрения принципов либеральной демократии, развития на этой основе инновационной экономики и реализации институциональных изменений, ведущих к значительному снижению коррупции и демократическому общественному контролю. При развитии по этой схеме темпы роста ВВП могут составить 3-4% в год;
- **Пессимистический сценарий**. Сохранение цен на нефть на уровне 50-60 долл./барр. в течение 20 лет. Возможен вариант, сходный с развитием после падения цен на нефть в 1986 г., после которого стала рушиться советская система.

Е. Ясин (2011, 2013) считает, что лучший вариант – постепенное развитие в направлении модернизации снизу, поскольку модернизацию нельзя осуществить при помощи директив, пусть даже самого высокого уровня (Maу, 2012). Заметим, что модернизация сверху возможна до тех пор, пока государство располагает независимыми от бизнеса и общества источниками доходов (поступлениями от нефти и газа), а их роль в перспективе будет устойчиво сокращаться.

МЭР (2013) рассматривает три основных сценария:

- **Консервативный сценарий** не предполагает перехода к новой модели развития и характеризуется активной модернизацией преимущественно топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при сохранении относительного отставания в прочих секторах. Модернизация экономики ориентируется в большей степени на использование импортных технологий и знаний. Среднегодовые темпы роста ВВП составляют 2,5% в 2013-2030 гг.;
- **Умеренно-оптимистичный сценарий** (сменивший инновационный) характеризуется дополнительными импульсами инновационного развития, усилением инвестиционной направленности экономического роста, созданием современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний наряду с модернизацией энергосырьевого комплекса. Инновационные факторы становятся ведущим источником экономического роста. Предусматривается ускоренное развитие экономических институтов, определяющих защиту прав собственности, усиление конкуренции на рынках, снижение инвестиционных рисков и административных барьеров, развитие новых компаний и активизация предпринимательской составляющей российского бизнеса, повышение качества государственных услуг и эффективности государственного управления при усилении его стратегической программной составляющей. Среднегодовые темпы роста ВВП оцениваются на уровне 3,5% в 2013-2030 гг., что соответствует темпам роста мировой экономики;
- **Целевой (форсированный) сценарий** характеризуется форсированными темпами роста, повышенной нормой накопления, созданием масштабного несырьевого экспортного сектора и ускорением реформ для улучшения бизнес-климата и интенсификации притока иностранного капитала, активизации использования национальных сбережений и роста государственных расходов на развитие социальной, энергетической и транспортной инфраструктур. Среднегодовые темпы роста ВВП повышаются до 5-5,3%, что повышает вес российской экономики в мировом ВВП до 5,8% в 2030 г. Отчасти ускорение роста базируется на допущениях о росте численности населения до 151,4 млн чел. к 2030 г. Этот вариант предполагает существенный рост долгов корпоративного сектора и домашних хозяйств, а также при существенном росте внешнего долга и

негативном счете баланса текущих операций – рост уязвимости российской экономики к внешним шокам.

То есть МЭР фактически признает, что достижение вожделенного роста ВВП на 5% в год в целевом сценарии до 2030 г. возможно только за счет малореализуемых ожиданий относительно роста численности населения и за счет подрыва устойчивости экономического роста после 2030 г. Поэтому можно считать рабочими только два первых сценария МЭР. Нельзя ожидать от МЭР, что в видении будущего оно отразило бы невозможность реализации инновационного сценария за счет модернизации сверху.

В. Ивантер и М. Ксенофонов (2012) считают, что повышение среднегодовых темпов прироста ВВП до 6-7% в перспективе 10-20 лет является важнейшей макроэкономической предпосылкой перехода в режим инновационного развития и решения задачи новой индустриализации. Со ссылкой на опыт Китая и Индии они предлагают **«конструктивный»** сценарий развития, в рамках которого норма накопления должна быть повышена до 35% к 2020 г. с ее последующим постепенным снижением<sup>15</sup>. Для повышения нормы накопления предлагается использовать профицит федерального бюджета<sup>16</sup> и ускоренное развитие кредита. Они отмечают необходимость рационального компромисса между политикой реформ и поддержанием стабильности как средства снижения инвестиционных рисков.

М. Узяков и А. Широ (2012), анализируя потенциал экономического роста в России, рассматривают два сценария, в которых задаются, в основном, экономические (технократические) параметры видения будущего:

- **Инерционный сценарий** – по мере нарастания ограничений по численности трудоспособного населения, состоянию инфраструктуры, доступности природных ресурсов будет происходить снижение темпов экономического роста, консервация существующей структуры экономики, сохранение ключевых диспропорций развития структурного и пространственного характера. Темпы роста ВВП равны 2,9% в среднем в год в 2011-2030 гг. В этом сценарии «видение будущего» тождественно картинке прошлого и нынешнего;
- **Внутренне ориентированный инвестиционный сценарий** предполагает проведение активных мер в области экономической политики в основном при сохранении нынешней институциональной среды (**«конструктивный»** сценарий в терминах В. Ивантера и М. Ксенофопова) и повышение к 2020 г. нормы накопления основного капитала до 35%. Однако из изложения неясно, на какой именно институциональной основе, кем и какие именно меры должны быть реализованы, чтобы так кардинально изменить пропорции между потреблением и накоплением в российской экономике<sup>17</sup>. То есть, фактически, этот сценарий не сопровождается явным «видением будущего», которое по итогам его реализации

---

<sup>15</sup> Таковую норму накопления ОЭСР (2012) ожидает в 2020 г. только для развивающихся стран, а для развитых она в 2020 г. ожидается близкой к 17%. В развивающихся странах норма накопления снижается до этого уровня к 2050 г. В Китае и Индии она снижается до 20% к 2040 г.

<sup>16</sup> Однако в ближайшие годы и на перспективу до 2050 г. существенного положительного сальдо консолидированного бюджета не предвидится, что осложняет использование этого источника повышения нормы накопления. См. Башмаков (2011) и С. Власов, Е. Дерюгина, Ю. Власова (2013).

<sup>17</sup> Заметим, что норма накопления основного капитала в 2012 г. составила 22%, а избыток сбережений – 6,2%, то есть даже при полном использовании всех сбережений норма накопления составила бы только 28%, а не 35%. Повышение ее до 35% к 2020 г. при прогнозируемом снижении избытка сбережений возможно только при существенном снижении доли потребления в ВВП или за счет резкого роста внешних заимствований.

должно позволить ускорить экономический рост до 5,1% в среднем в год в 2011-2030 гг.

Меню решений, позволяющих существенно повысить норму накопления и экономический рост, предлагают С. Глазьев и Г. Фетисов в своей концепции «экономического чуда» (2013). По их мнению, в последние годы развитию мешают рыночные догмы: «надуманные» бюджетные правила, отказ государства от владения предприятиями и от контроля над ценами, что приводит к «росту без развития». Заметим, что все эти «догмы» не действовали в период застоя 80-х годов, когда не было ни роста, ни развития. После 2009 г. бюджетные правила были существенно ослаблены<sup>18</sup>, роль государства в экономике заметно выросла, контроль над ценами монополий проводился, что, однако, не помешало вползанию экономики России в новый период «застоя» в 2013 г. Для реализации концепции «экономического чуда» или «стратегии прорыва», нацеленной на обеспечение роста ВВП на уровне 7% в год за счет повышения нормы накопления в полтора раза, или примерно до 35%, и обеспечение роста инвестиций в основной капитал на 15% в год, С. Глазьев и Г. Фетисов (2013) предлагают: создать систему стратегического (индикативного) планирования, включающую прогнозы на перспективу до 50 лет; снизить налоговую нагрузку на все виды инновационной и высокотехнологической деятельности; ввести льготы по амортизации и налогу на имущество для предприятий; расширить кредитование реального сектора экономики, ввести обязательное страхование долгосрочных вкладов физических лиц, стабилизировать реальный обменный курс рубля, расширить кооперацию в рамках ЕврАзЭС.

Е. Гурвич (2013) рассматривает три сценария, которые должны стать ответом на замедление роста экономики после кризиса 2009 г.:

- **отсутствие ответа или слабый ответ** (инерционный сценарий). Правительство продолжает неэффективную и расточительную политику государственных расходов и/или пытается восстановить рост за счет мер, не затрагивающих сути сложившейся экономической системы и баланса интересов. Этот вариант не требует усилий, однако, опасен и бесперспективен и создает серьезные риски, в т.ч. потому, что России не удастся даже удержать достигнутые позиции в мировой экономике. Попытки разогнать экономический рост за счет паллиативных мер при сохранении масштабных государственных расходов представляют собой самую реальную и серьезную угрозу для российской экономики на ближайшие годы. Темпы роста ВВП в зависимости от динамики цен на нефть в 2011-2030 гг. равны 2,1-3,1%;
- **пассивный ответ** предполагает адаптацию экономической и социальной политики к предстоящему замедлению экономического роста и сокращению размеров нефтяной ренты (в частности, за счет отказа от необязательных государственных расходов и повышения эффективности остальных); обеспечивает скромное, но безопасное развитие. Он требует от властей и элит самоограничения амбиций и отказа от популистской политики, перехода к рациональной экономии социальных расходов, отказа от дорогостоящих «статусных» проектов, не работающих на развитие экономики, сокращения численности занятых в бюджетном секторе, перевода на более экономный режим военной и внешней политики<sup>19</sup>;

---

<sup>18</sup> См. подробнее: Лебединская (2012); Кудрин (2013); Власов, Дерюгина, Власова (2013); Кудрин. Коммерсантъ. 17.07.2013.

<sup>19</sup> Заметим, что только кризис может стать оправданием перехода к такой политике. Иначе власть не сможет его осуществить без существенных потерь поддержки населения.

- **активный ответ** требует проведения глубоких, хотя и политически трудных институциональных изменений, которые позволят решить базовые проблемы страны – незащищенность собственности, избыточные масштабы государственного и квазигосударственного сектора, избыточное регулирование экономики, бесконтрольная власть бюрократического аппарата – за счет радикального улучшения качества государства. Автор считает, что только этот вариант открывает возможность для перемещения вверх в иерархии стран по уровню развития. Институциональный прогресс позволяет повысить норму накопления и эффективность инвестиций. Повышение качества государства позволяет повысить темпы роста экономики на 0,8-1,1% в год, поэтому темпы роста ВВП в зависимости от динамики цен на нефть в 2012-2030 гг. повышаются до 2,9-4,2%;

Шансы на институциональный прогресс Е. Гурвич оценивает как 15-20% при высоких ценах на нефть и 30-35% при дешевой нефти. Логика простая: только снижение возможности бюрократии присваивать нефтяную и административную ренту, а также снижение независимости экономической силы бюрократии от ситуации в ненефтегазовом секторе экономики при росте недовольства населения из-за снижения или очень медленного роста доходов может вынудить и «верхи», и «низы» осуществлять реальные шаги в сторону модернизации. Это значит, что сценариям с низкими ценами на нефть через определенный временной лаг должны быть поставлены в соответствие сценарии с активизацией институциональных реформ, которые спустя некоторое время частично компенсируют замедление экономического роста.

ОЭСР (2012) указывает на то, что трехкратное отставание в уровнях экономического развития России и США в 2011 г. (оцененное по ВВП на душу населения по ППС в ценах 2005 г.) определяется тем, что размер человеческого капитала (на одного занятого) в России в 1,3 раза ниже, производительность всех факторов производства – в 2 раза ниже, а размер основного капитала – в 1,2 раза ниже, чем в США. Ликвидация разрыва по первым двум параметрам должна стать главным двигателем экономического роста. В 2000-2011 гг. сокращение разрыва в уровне экономического развития с США было обеспечено (на 82%) именно повышением производительности всех факторов производства в России, которое, правда, определялось больше структурными сдвигами в экономике, чем технологическим прогрессом<sup>20</sup>. ОЭСР (2012) считает, что в развитых странах производительность факторов производства будет обеспечивать рост ВВП на 1,3% в год до 2060 г. а в России – на 2,3% в год. Рост этого параметра в существенной мере определяется уровнем конкуренции на внутреннем и на международных рынках и удаленностью от технологической границы (отставанием от США в уровне производительности факторов). Эксперты ОЭСР считают, что успешное проведение реформ и поддержание структурных балансов может ускорить рост ВВП России с 2,3% в год в 2011-2060 гг. (3% в 2011-2030 гг. и 1,3% в 2030-2060 гг.) до 2,7% в год (3,6% в 2011-2030 гг.). В отличие от ряда российских экспертов, предполагающих возможность существенного ускорения роста за счет повышения нормы накопления, ОЭСР видит основной источник роста для России именно в повышении производительности. Энтов и Луговой (2013) полагают, что за счет повышения производительности факторов производства ВВП России может в 2011- 2020 гг. расти на 0,7-1,7%, что ниже оценок ОЭСР. МЭР в октябрьском 2013 г. прогнозе оценивает возможность повышения производительности факторов производства в размере от 1,3 до 2,6%, из них 0,8-1% – за счет догоняющего развития (МЭР, 2013а).

---

<sup>20</sup> Р.М. Энтов и О.В. Луговой считают, что вклад производительности всех факторов производства в России в 1998-2008 обеспечил 55% роста ВВП (Entov and Lugovoy, 2013).

Проведенный анализ дает основания для выявления типологии «видений» будущего (табл. 1), которым соответствует достаточно широкий диапазон возможных темпов роста ВВП, разделенный на 4 зоны.

**Таблица 1. Классификация сценариев долгосрочного развития экономики России**

Авторы прогнозов	Период прогноза	Среднегодовые темпы роста ВВП			
		менее 1%	2-3%	3-4%	5% и более
И. Башмаков (2011)	2010-2050	Углеродное истощение	Нефтегазовый оптимизм	Россия – любимица богов Эффективная модернизация	
Е. Ясин (2011)	2010-2050	Пессимистический сценарий	Модернизация сверху	Модернизация снизу	
М. Узяков и А. Широ (2012)	2011-2030		Инерционный сценарий		Внутренне ориентированный инвестиционный сценарий
МЭР (2013)	2013-2030		Консервативный сценарий	Умеренно-оптимистичный сценарий	Целевой (форсированный) сценарий
С. Глазьев и Г. Фетисов (2013)					Экономическое чудо
Е. Гурвич (2013)	2011-2030	Пассивный ответ	Слабый ответ	Активный ответ	
ОЭСР (2012)	2011-2060		Повышение производительности факторов производства		
Р.М. Энтов и О.В. Луговой (2013)	2011-2030		Низкий	Умеренный и высокий	

Источники: Башмаков (2011); Ясин (2011); Узяков и Широ (2012); МЭР (2013); Глазьев и Фетисов (2013); Гурвич (2013); Энтов и Луговой (2013).

Все долгосрочные сценарии можно разбить на несколько качественно разных «видений» будущего.

**«Динамичный рост».** Сценарии, предполагающие возможность устойчивого роста ВВП быстрее, чем на 5% в год, за счет «модернизации сверху» по инновационному сценарию при динамичном обновлении основных фондов, повышении эффективности использования энергии и росте производительности труда, но при снижении капиталотдачи, и поэтому требующие и допускающие возможность резкого повышения нормы накопления. Эти сценарии предполагают динамичную перестройку структуры экономики. Риски их реализации связаны с избыточными масштабами государственного сектора и административного регулирования экономики, что, как показал опыт всех стран с плановой экономикой, несовместимо с ростом эффективности экономики, а также сопряжено с быстрым ростом долговой нагрузки, что, как показал уже опыт стран с рыночной экономикой, несовместимо с устойчивым динамичным ростом экономики.

**«Умеренный экстенсивный рост».** Развитие по этой группе траекторий возможно при успешной «модернизации сверху» по инновационному сценарию за счет достаточно высоких доходов от нефтегазового сектора, но с учетом ограничений возможности повышения нормы накопления. При благоприятном стечении внешних условий развития – благоприятной ситуации на рынках углеводородов и успехе в повышении продуктивности всех факторов производства – возможен устойчивый рост ВВП на 3-4% в год. Риски

сохранения высокой роли административного регулирования на фоне пассивности бизнеса, а значит, и высокой роли государства в экономике сохраняются. Рост эффективности факторов производства (производительности труда, энергоэффективности) ниже, чем в следующем семействе сценариев, поскольку ниже давление конкуренции.

**«Умеренный интенсивный рост».** Сценарии, предполагающие модернизацию, позволяющую радикально улучшить качество государства и на этой основе обеспечить динамичную инвестиционную активность и повышение эффективности использования факторов производства на основе снижения степени монополизации и государственного вмешательства в экономику. В этих сценариях рост ВВП на 3-4% в год возможен даже при менее благоприятной ситуации на рынках углеводородов за счет роста эффективности экономики, снижения коррупционной нагрузки, развития частной инициативы, среднего и мелкого бизнеса, а значит, и переориентации капитальных вложений в менее капиталоемкие, энерго- и материалоемкие сферы. Это семейство сценариев отличается от предыдущего не столько темпами роста, сколько его качеством.

**«Медленный рост».** Сохранение нынешней модели политического, социального и экономического развития при исчерпании источников роста и при неспособности осуществить переход к новой модели развития, адаптация экономической и социальной политики к сокращению размеров нефтяной ренты при отсутствии механизмов перелива капиталов из сырьевого сектора в другие секторы. На рубеже 40-х годов развитие по такой модели может привести к формированию экономики «шагреновой кожи» – устойчивому снижению ВВП при неспособности роста эффективности экономики компенсировать снижение занятости и повышение ее капиталоемкости (Башмаков, 2011).

Основными драйверами выбросов ПГ являются: рост и структура населения, рост и структура экономики, развитие и степень проникновения технологий, в т.ч. низкоуглеродных, цели и интенсивность мер политики по контролю над выбросами. Для России также важно добавить изменения в динамике мировой экономики и ее энергетических рынков.

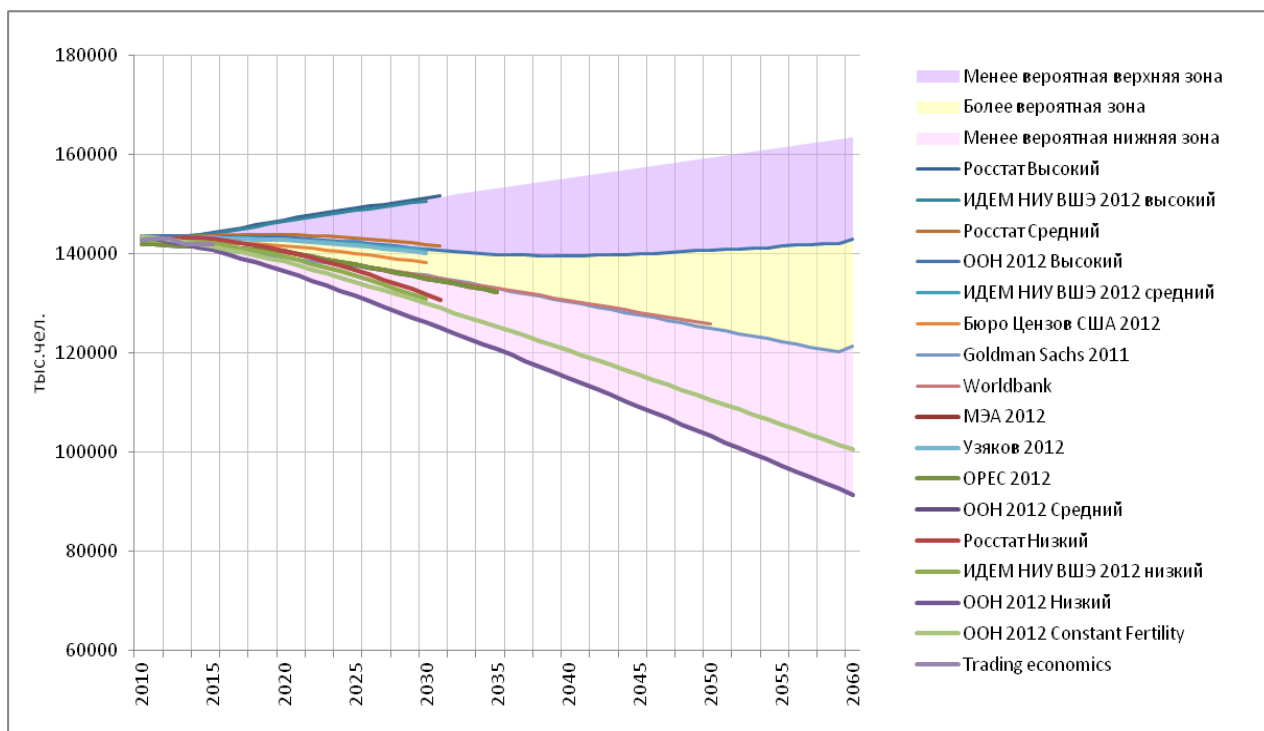
## 4 Демографические характеристики

Демографические параметры, как правило, вводятся экзогенно во всех моделях. Прямая связь между допущениями о росте населения и динамикой выбросов в различных глобальных сценариях не обнаружена (Van Vuuren et al., 2012), поскольку она опосредована характеристиками экономического роста и интенсивностью мер по контролю над выбросами. Россия уже вошла в «столетие старения» (Кудрин и Гурвич, 2013). Только два прогноза (Росстат, 2012, и ИДЕМ НИУ ВШЭ<sup>21</sup>) полагают возможным рост численности населения к 2030-2031 гг. до 151-152 млн чел. при условии повышения рождаемости (рис. 1). Однако большая часть прогнозов сходится на том, что население России, попавшей в «ловушку старости» (Кудрин и Гурвич, 2013), будет сокращаться.

---

<sup>21</sup> По данным из М. Денисенко (2012). Население России до 2025 года. *Pro et Contra*, июль – октябрь, 2012.

**Рисунок 1. Прогнозы динамики численности населения России на период до 2060 г.**



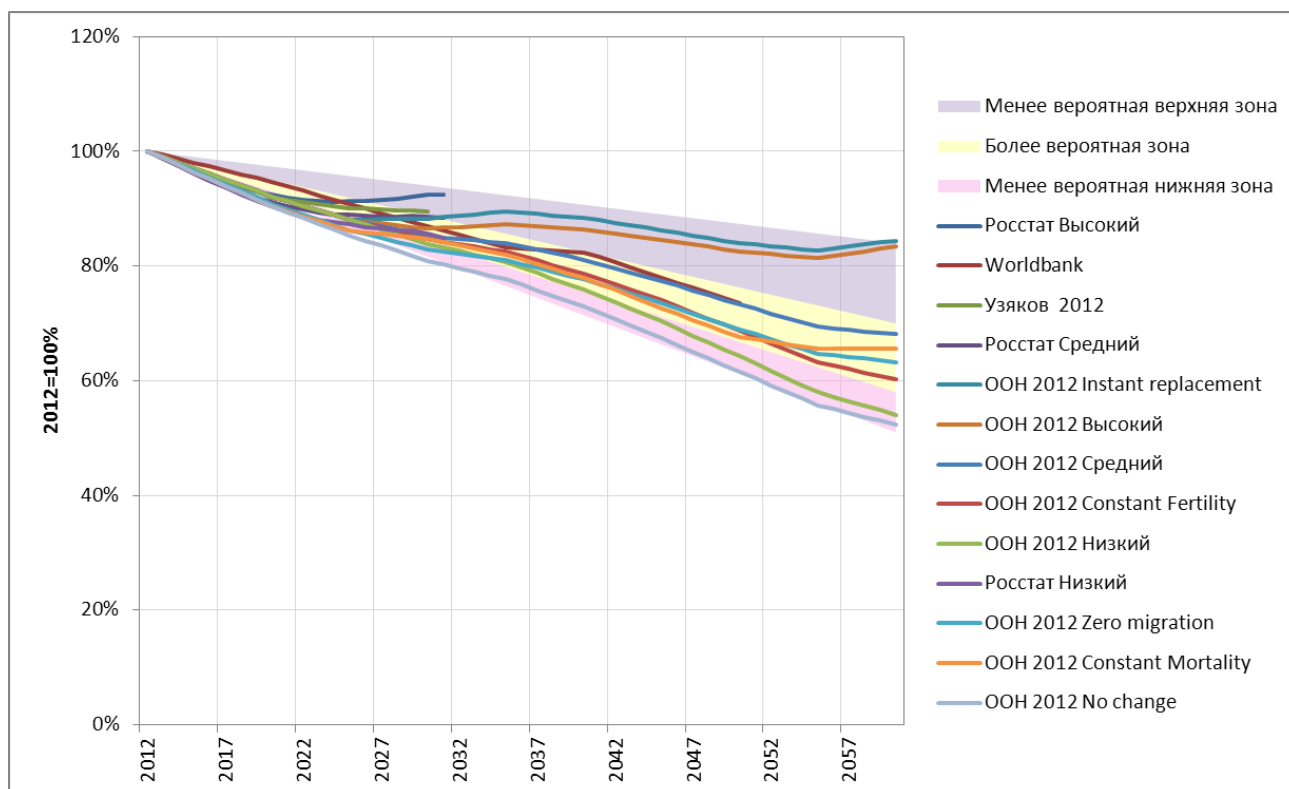
Наиболее пессимистичные сценарии (низкий сценарий и сценарий с постоянной рождаемостью ООН (2012)) допускают возможность сокращения до уровня ниже 100 млн чел. к 2060 г. То есть для России ближайшие полвека могут стать началом эпохи «старения вымирающего населения». Последствия такого развития ситуации: смещение структуры спроса из-за изменения возрастной структуры населения; изменение объема и структуры сбережений (снижение доли сбережений, что осложняет повышение нормы накопления); снижение предложения труда и осложнение проблемы повышения его производительности; увеличение потребности в бюджетных ресурсах, поскольку бюджетные расходы на пожилого жителя выше, чем на жителя в трудоспособном возрасте; увеличение потребности в пенсионных фондах (Кудрин и Гурвич, 2012).

Зону неопределенности динамики численности населения можно разделить на три сегмента:

- менее вероятная верхняя зона – стабилизация на уровне, близком 140 млн чел., или рост численности населения;
- более вероятная зона – от стабилизации численности населения до ее снижения в пределах 120 млн чел. к 2060 г.;
- менее вероятная нижняя зона – снижение численности населения ниже 120 млн чел. к 2060 г.

Что касается численности населения в трудоспособном возрасте, то значения прогнозов зависят от определения этого возраста. Поэтому сравнивались не абсолютные значения, а параметры их динамики. Все прогнозные группы единодушны в том, что численность населения в трудоспособном возрасте будет снижаться, но расходятся в оценках интенсивности такого снижения (рис. 2). До 2020 г. темпы снижения равны 0,6-1,3% в год, а сама численность населения в трудоспособном возрасте сокращается ежегодно на 860-1240 тыс. чел.

**Рисунок 2. Прогнозы динамики численности трудоспособного населения России на период до 2060 г.**



Зону неопределенности динамики численности населения в трудоспособном возрасте можно разделить на три сегмента:

- менее вероятная нижняя зона – снижение в диапазоне от 1-1,3% в год;
- более вероятная зона – снижение в диапазоне 0,6-1% в год;
- менее вероятная верхняя зона – снижение в диапазоне 0,3-0,6% в год.

По оценкам ОЭСР (2012), со сходными демографическими проблемами столкнутся также Германия, Япония, Польша и Китай, но для России они будут стоять острее. Без увеличения пенсионного возраста решить эту проблему невозможно, а повысить пенсионный возраст сложно из-за роста электоральной значимости пенсионеров с нынешних 37% до почти 50% в 2050 г. (Кудрин и Гурвич, 2012). Ожидается, что в России демографическая нагрузка старшего возраста (отношение численности населения в пенсионном и трудоспособном возрастах) вырастет в 2,3 раза до 2050 г.

## 5 Темпы и пропорции экономического роста

В качестве индикатора макроэкономической активности в моделях, как правило, используется ВВП. К этому показателю довольно много претензий как к несовершенному индикатору устойчивого развития. Это породило многочисленные альтернативные концепции и агрегированные показатели развития экономики: зеленый рост, зеленая экономика, зеленый национальный продукт, истинные сбережения, истинный прогресс, индекс развития человеческого потенциала, валовый показатель национального счастья, индекс лучшей жизни, сжимающая экономика, совокупный (включающий, всесторонний)



индекс благосостояния и др.<sup>22</sup>. Многие из этих индикаторов имеют недостатки в отражении динамики реальной конъюнктуры, производительности факторов производства и требуют большого дополнительного объема данных для оценки. Поэтому показатель ВВП продолжает доминировать в макроэкономических моделях, и при сравнительном анализе в основном используется критерий ВВП на душу населения. В условиях сокращающегося населения он может стать не вспомогательным, а основным индикатором. В России также предложено использовать в качестве основного макроэкономического индикатора динамику ненефтегазового ВВП (Башмаков, 2006).

Важнейшими макроэкономическими пропорциями являются нормы сбережения и накопления. Концепция «экономического чуда» базируется на допущении о возможности повышения нормы накопления в России с нынешних 21-22% до 35% к 2020 г.<sup>23</sup> С. Глазьев и Г. Фетисов (2013), а также М. Узяков и А. Широ (2012) и в несколько меньшей степени МЭР (2013) исходят из того, что такое повышение нормы накопления: (а) возможно и (б) даст ускорение экономического роста. Это допущение не учитывает особенностей экономики нефтедобывающих стран и ограничений их абсорбционной способности, превышение которой ведет как к росту капиталоемкости из-за несбалансированности динамики капитала и других факторов производства, так и к опережающему росту цен инвестиционных товаров. Поэтому не повышение нормы накопления, а изменение инвестиционной загрузки экономики (отношение валовых вложений в основной капитал в текущих ценах к ненефтегазовому ВВП в ценах базового года с временным запаздыванием на год<sup>24</sup>) служит более адекватным индикатором напряженности инвестиционной активности в нефтедобывающих странах (Башмаков, 2006а). Как показывают расчеты автора, повышение нормы накопления в ВВП с 22% до 35% в 2013 г. привело бы к ускорению роста ВВП только на 1,5-2,5%, к дополнительному росту цен инвестиционных товаров на 27% уже в 2013 г., а кумулятивно – на 50% к 2020 г., к росту потребительских цен на 10% в 2013 г. и уже на 46% к 2020 г. То есть практически весь эффект от резкого роста нормы накопления в течение нескольких лет превращается в инфляцию<sup>25</sup>, а дополнительный рост ВВП получается минимальным (коэффициент эластичности роста реального ВВП от роста нормы накопления равен только 0,03).

В прогнозе ОЭСР отмечается, что главным фактором снижения нормы накопления во всех странах и особенно динамичного ее снижения в Китае и Индии до 18-20% к 2040 г. является старение населения. В среднем для стран ОЭСР этот фактор порождает снижение нормы сбережений на 5% ВВП к 2060 г., а в странах за пределами ОЭСР этот и прочие факторы – рост доступности кредита, рост расходов на социальное обеспечение и др. – порождают снижение нормы сбережений на 5-40% (ОЭСР, 2012). Для России с учетом действия этих факторов удержание нормы накопления на уровне 20-22% до 2050-2060 гг. уже можно считать успехом, поскольку эта пропорция окажется на уровне, близком к среднемировому до 2030 г., а затем превысит ее, а также будет превышать нормы

---

<sup>22</sup> См. подробнее А. Atkisson. 2012. Life Beyond Growth. Alternatives and Complements to GDP-Measured Growth as a Framing Concept for Social Progress. 2012 Annual Survey Report of the Institute for Studies in Happiness, Economy, and Society – ISHES (Tokyo, Japan); а также материалы OECD Global Forum on Measuring Well-Being for Development and Policy Making. New Delhi, India. 16-20 October 2012.

<sup>23</sup> Нынешняя норма накопления в России выше, чем в развитых странах (14-17%), близка к среднемировому уровню (22-23%), но существенно ниже уровня Китая (около 50%) и Индии (30-35%). Норма накопления в ненефтегазовом секторе – около 25% – выше, чем в нефтегазовом секторе и по экономике в целом.

<sup>24</sup> Неподготовленность российского инвестиционного машиностроения к существенному росту инвестиций показана в работах А. Корнева (2012, 2013).

<sup>25</sup> М. Узяков и А. Широ (2012) отмечают, что на 50% прирост нормы накопления будет связан с удорожанием инвестиций.

накопления в странах ОЭСР на всем полувековом горизонте. В этом свете неясно, за счет каких факторов возможен ее рост до 35%.

При норме накопления 35% обеспечение роста ВВП на 7% в год сложно даже при сохранении капиталоемкости на нынешнем уровне. А она будет расти (Узяков и Широ́в, 2012), и тем быстрее, чем существеннее будет превышена абсорбционная способность экономики (Башмаков, 2006). ОЭСР допускает, что для переходных экономик капиталоемкость (без учета стоимости основных фондов в жилищном секторе) будет расти до 2020-2030 гг., а затем стабилизируется. В экономиках, ориентированных на экспорт ресурсов, таких как Канада и Австралия, капиталоемкость не только растет быстрее, но и стабилизируется на уровне примерно в полтора раза выше уровня, характерного для прочих развитых стран. Это означает, что рост нормы накопления и прирост основного капитала в России не сможет одновременно компенсировать снижение предложения рабочей силы и нейтрализовать прирост капиталоемкости. Поэтому только рост человеческого капитала и повышение производительности всех факторов производства может стать источником экономического роста в России.

Связь экономического роста и технологий может быть разной. Восстановительный рост в России не сопровождался быстрым внедрением новых технологий<sup>26</sup>, в отличие от быстрого инвестиционного роста в Китае. Напротив, быстрый рост в России сопровождался динамичными структурными сдвигами в пользу менее материалоемких и энергоемких отраслей. В Китае же их доля снижалась. Что касается перспективных отраслевых сдвигов, то они подробно рассмотрены М. Узяковым и А. Широ́вым (2012). Ускорение роста возможно за счет опережающего развития высокотехнологичных и среднетехнологичных отраслей (в 2-3 раза превышающего темпы роста по инерционному сценарию) и опережающего развития сферы услуг при очень медленном развитии или стагнации добывающей промышленности.

Более сорока сценариев долгосрочных прогнозов, представленных на рис. 3, существенно расходятся в отношении оценок перспектив экономического роста в России, что в значительной степени определяется различными «видениями» будущего (табл. 2). Это определяет широкий диапазон оценок кратности роста ВВП: от 1,5 до 10 раз к 2050 г. и до 14 раз к 2060 г. Большая часть прогнозов сходится на том, что во времени темпы роста ВВП будут снижаться. Разнесение прогнозов роста ВВП по группам сценариев учитывает эту тенденцию (рис. 4).

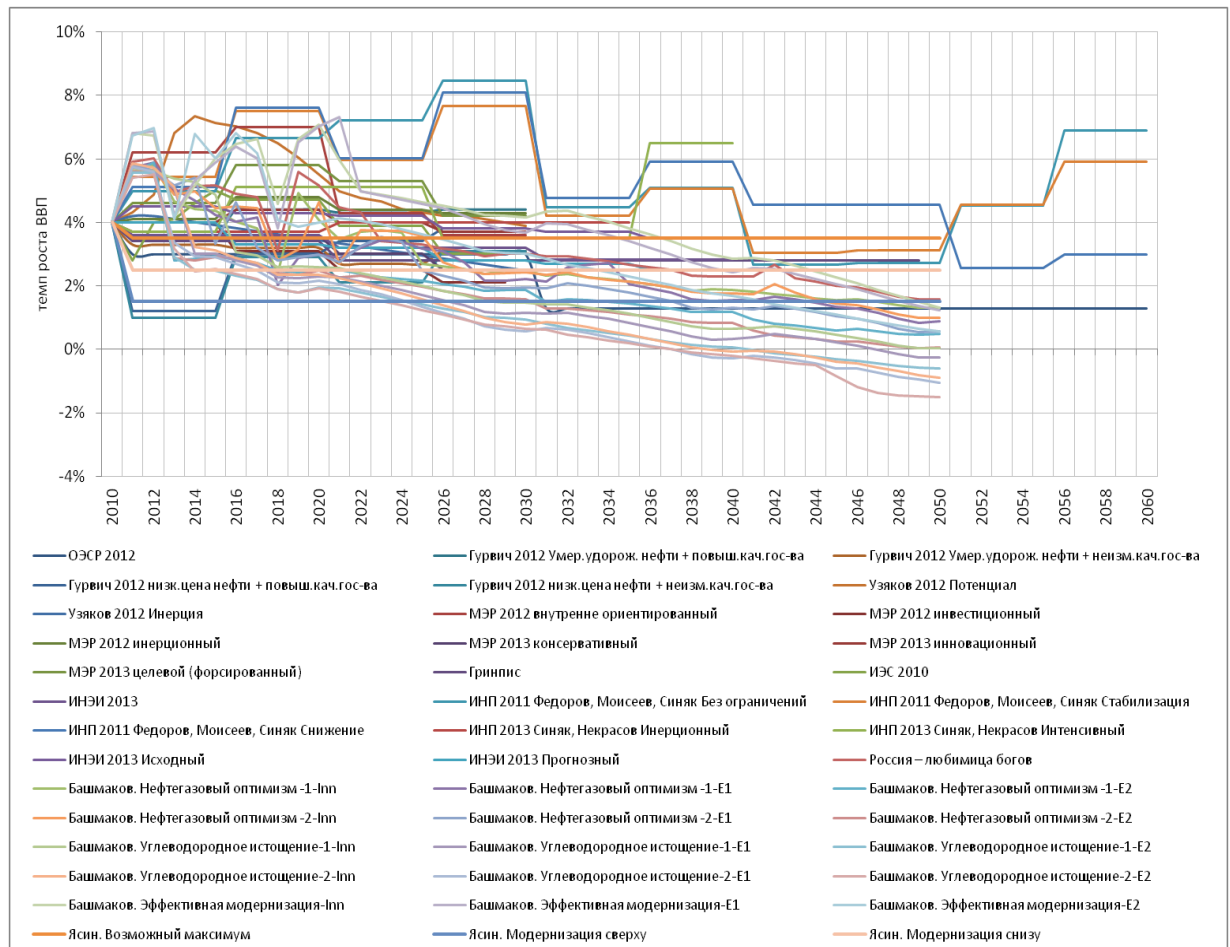
Зона неопределенности динамики ВВП разделена на три сегмента:

- «медленный рост» (менее вероятная нижняя зона) – рост до 2% в 2013-2030 гг., до 1% в 2031-2050 гг. и прекращение роста после 2050 г.;
- «умеренный рост» (более вероятная зона) – рост на 2-4% в 2013-2030 гг., на 1-3% в 2031-2050 гг. и до 2% после 2050 г.;
- «динамичный рост» (менее вероятная верхняя зона) – рост на 4% и более в 2013-2030 гг.; на 3% и более в 2031-2050 гг.; на 2% и более после 2050 г.

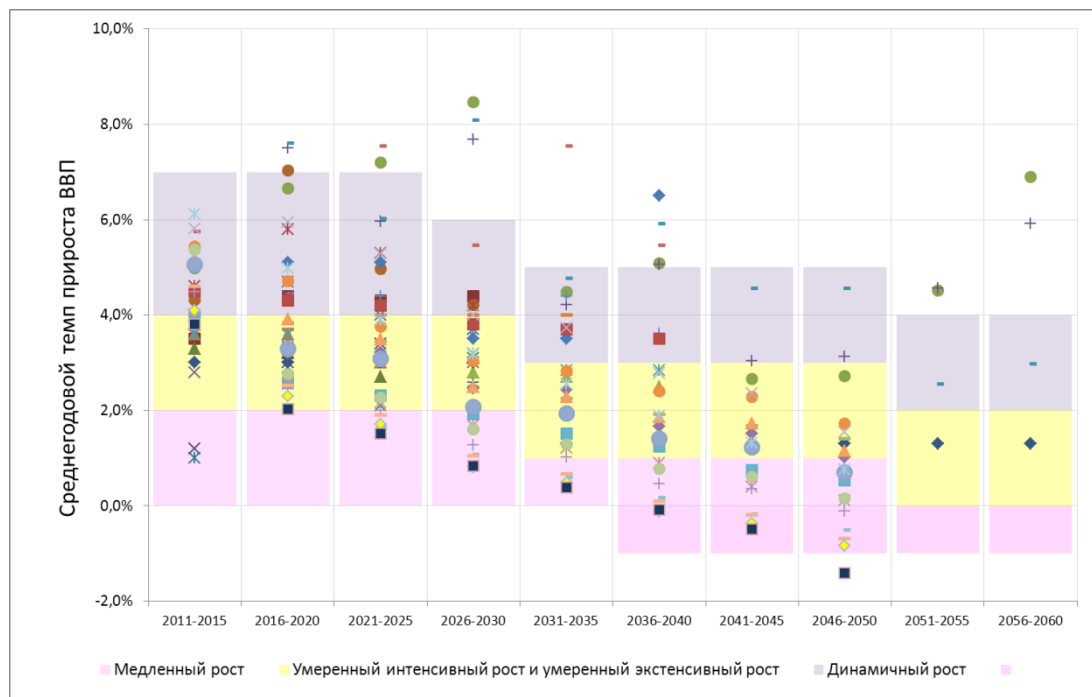
---

<sup>26</sup> По оценке Энтова и Лугового, на фактор роста загрузки производственных мощностей пришлось 36% прироста ВВП в 1998-2008 гг. (Entov and Lugovoy, 2013).

**Рисунок 3. Прогнозы темпов роста ВВП России на период до 2060 г.**



**Рисунок 4. Распределение прогнозов темпов роста ВВП России на период до 2060 г. по группам сценариев**



## 6 Развитие нефтегазового сектора

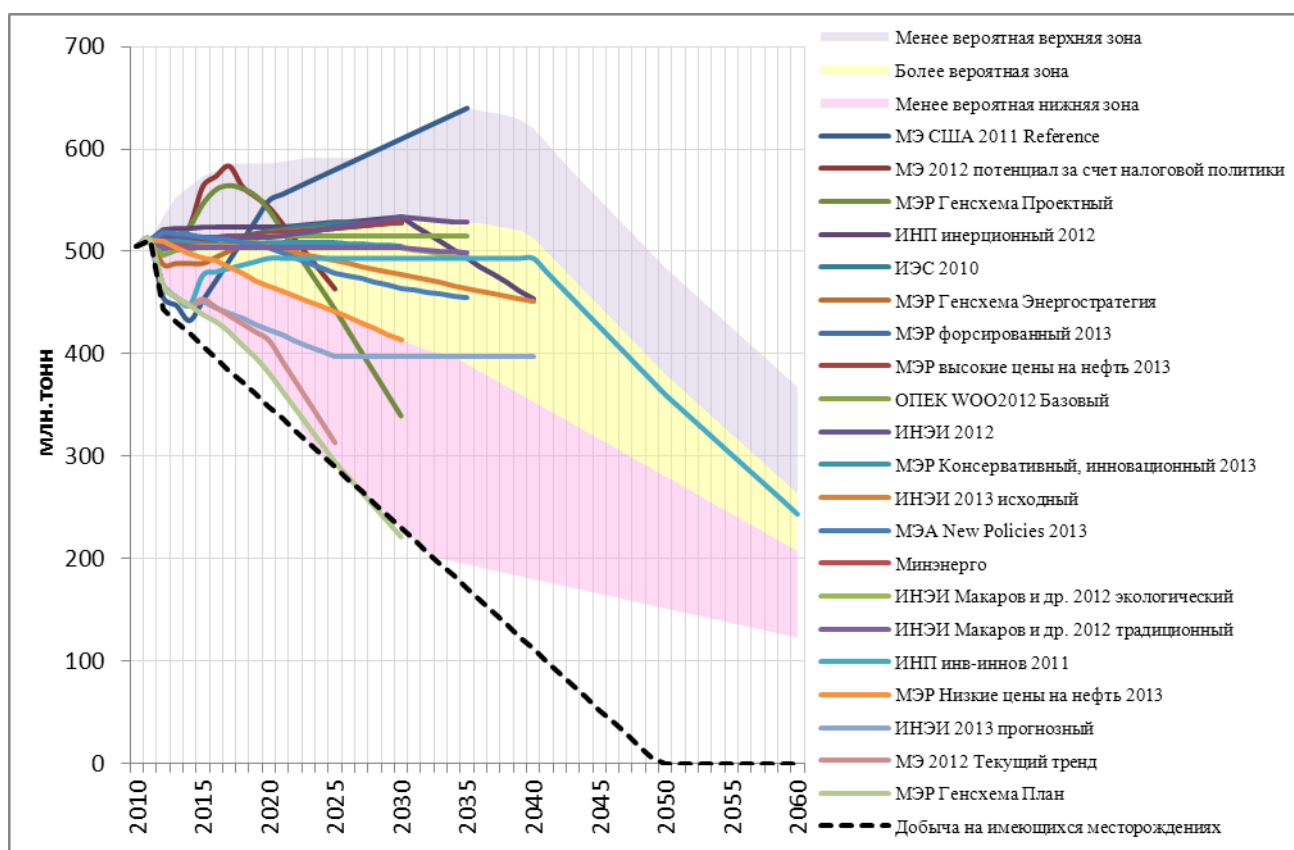
Параметры экономического роста России в значительной степени зависят от ситуации в ее нефтегазовом секторе, на долю которого в 2012 г. пришлось 24% всего ВВП. Неопределенность темпов экономического роста в значительной степени порождена неопределенностью параметров добычи и экспорта нефти, газа и нефтепродуктов и неопределенностью динамики цен на них.

В отношении **добычи сырой нефти** большая часть прогнозов сходится на том, что Россия достигла или в ближайшие годы достигнет пика добычи, которая затем начнет снижаться. Из этой логики выбивается только прогноз Министерства энергетики США (2011) (рис. 5). Остальные сценарии различаются: (а) уровнем пика добычи (520-540 млн т) и (б) интенсивностью ее снижения после прохождения пика.

Рассматриваются три зоны неопределенности добычи сырой нефти:

- менее вероятная нижняя зона – снижение добычи до 230-420 млн т к 2030 г., до 140-280 млн т в 2050 г. и до 120-210 млн т в 2060 г.;
- более вероятная зона – от снижения добычи до 420 млн т до ее выхода на пик 540 млн т к 2030 г. с последующим снижением до 280-380 млн т в 2050 г. и до 210-285 млн т в 2060 г.;
- менее вероятная верхняя зона – рост добычи свыше 540 млн т к 2030 г. с последующим снижением до 380-490 млн т в 2050 г. и до 285-390 млн т в 2060 г.

**Рисунок 5. Прогнозы динамики добычи нефти в России до 2060 г.**



А.С. Лукьянов (2013) связал прогнозы достижения пика добычи нефти с параметром замыкающей эффективности капиталовложений (отношение прироста дисконтированного дохода к приросту капитальных вложений). Чем выше капиталоемкость и требования к

доходности освоения новых месторождений или удержания добычи на существующих уровнях, тем ниже возможный пик добычи. При разумных допущениях о величине замыкающей эффективности капиталовложений добыча не превысит 550 млн т, и только при очень низких требованиях к эффективности капитальных вложений и практически неограниченной возможности мобилизации инвестиций может быть достигнут пик добычи в размере 700 млн т к 2033 г., что довольно близко к оценке Министерства энергетики США (2011). А.С. Лукьянов также показал траектории возможного снижения добычи нефти до 2050 г. после выхода на пик. При жестких требованиях к эффективности капитальных вложений она падает до 260 млн т в 2030 г. и до 150 млн т к 2050 г. Это соответствует нижней границе менее вероятной нижней зоны. При достижении пика на уровне 700 млн т добыча довольно быстро снижается до 300 млн т к 2050 г.

Сумма кумулятивной добычи нефти по каждой из четырех кривых, окаймляющих три зоны неопределенности на рис. 5, плюс запасы, необходимые для поддержания уровня добычи на уровне 2060 г. еще в течение 10 лет, равны соответственно 13,6; 21,4; 26,7 и 32,4 млрд т. Официально озвученные оценки запасов нефти России равны (на 1 января 2012 г.): по категориям А+В+С1 – 17,8 млрд т, а по категории С2 – 10,2 млрд т.<sup>27</sup> То есть этих запасов (в оценке которых не учитывается рентабельность их добычи<sup>28</sup>) в сумме недостаточно, чтобы обеспечить добычу в рамках менее вероятной верхней зоны. Достоверных и неразведанных запасов (с высокой вероятностью обнаружения) достаточно только, чтобы обеспечить траектории добычи, расположенные в менее вероятной нижней зоне. Для обеспечения траекторий добычи, расположенных в более вероятной зоне, нужно перевести не менее 10 млрд т из неразведанных запасов в категорию достоверных. Это соответствует планам по обеспечению прироста балансовых запасов нефти в России до 2030 г. Вероятность такого развития событий близка к 50%.

В большинстве прогнозов экспорт нефти до 2030 г. оценивается в диапазоне 150-260 млн т, а в 2040 г. – 150-220 млн т. Если же к 2050 г. внутреннее потребление нефти вырастет с нынешних 116 млн т до 180-200 млн т, то обеспечение таких объемов экспорта нефти и нефтепродуктов в 2050 г. возможно только при уровнях добычи сырой нефти не ниже 330-420 млн т., что попадает в диапазон добычи для более вероятной зоны.

Уровень **добычи газа** в ближайшие годы будет определяться избытком предложения на международных рынках. К этому следует добавить возможное снижение, стабилизацию или очень медленный рост потребления природного газа в России до 2020 г. Однако на более длительную перспективу большинство прогнозов видят существенные возможности расширения экспорта природного газа из России (рис. 6). Особенно высоки оценки, приведенные в работе С. Пальцева (2011). Сланцевая революция, динамичное развитие возобновляемых источников энергии и порожаемые ими сдвиги в энергобалансах регионов – потенциальных потребителей российского газа постоянно корректируют эти оценки. Так, Штокмановское месторождение, на котором, согласно «Энергетической стратегии», планировалось добывать в 2030 г. около 70 млрд м<sup>3</sup>, «станут осваивать уже будущие поколения»<sup>29</sup>.

В отношении *долгосрочных прогнозов* рассматриваются три возможные зоны динамики добычи (рис. 7):

---

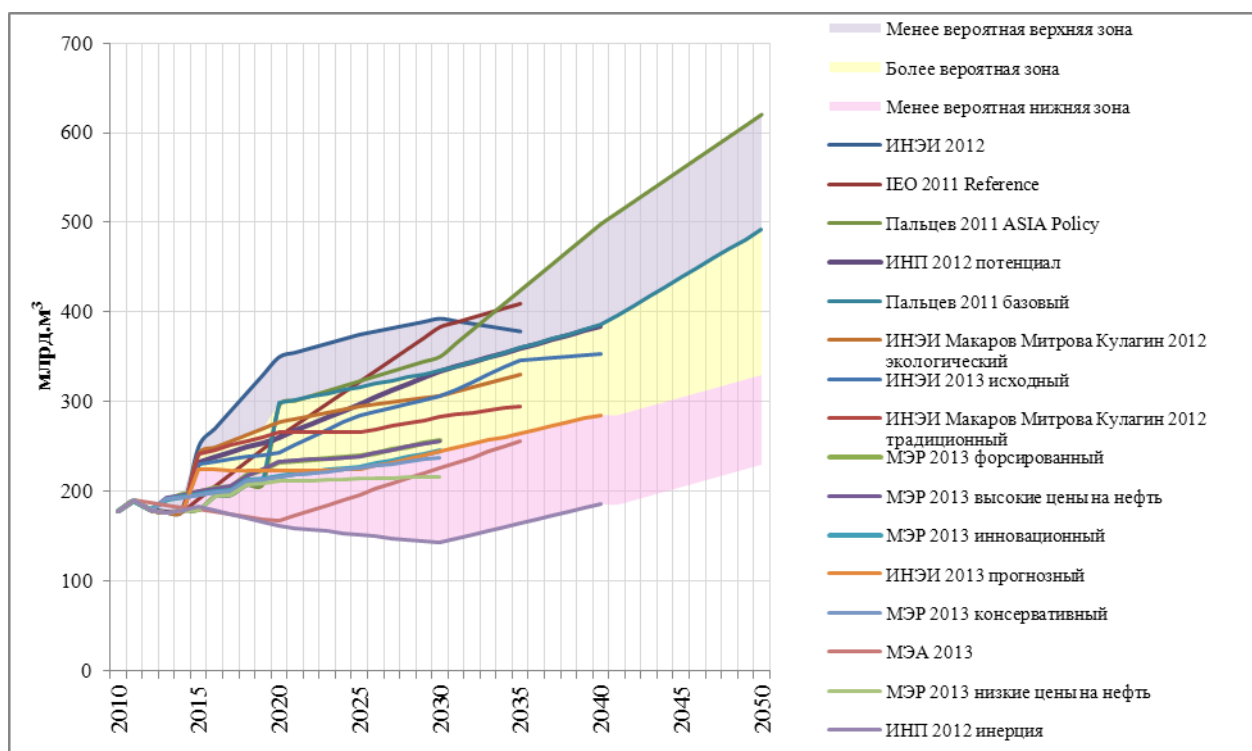
<sup>27</sup> РБК. 12.07.2013.

<sup>28</sup> По данным ВР, достоверные запасы нефти России на конец 2012 г. составили 11,9 млрд т (ВР, 2013), а по оценке US Geological Service, неразведанные запасы нефти в России составляют от 3,4 млрд т с вероятностью 95% до 9,8 млрд т с вероятностью 50% и до 20,4 млрд т с вероятностью 5%. То есть сумма достоверных запасов и неразведанных запасов равна 15,3-32,3 млрд т.

<sup>29</sup> [http://ejnews.ru/articles/2013/06/03/Gazprom\\_ostavit\\_SHtokman\\_potomkam\\_12255](http://ejnews.ru/articles/2013/06/03/Gazprom_ostavit_SHtokman_potomkam_12255).

- менее вероятная нижняя зона – от постепенного снижения добычи газа до 630 млрд м<sup>3</sup> до стабилизации на уровне 700 млрд м<sup>3</sup> в 2030 г.; дальнейшее снижение до 570 млрд м<sup>3</sup> или стабилизация на уровне 700 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г., а затем снижение добычи до 460-620 млрд м<sup>3</sup> к 2060 г.;
- более вероятная зона очерчена снизу траекторией стабилизации добычи на уровне 700 млрд м<sup>3</sup> до 2050 г. и последующим снижением до 620 млрд м<sup>3</sup> к 2060 г., а сверху – повышением добычи до 850 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г. и удержанием этого уровня до 2050 г. с последующим снижением до 800 млрд м<sup>3</sup> к 2060 г.;
- менее вероятная верхняя зона – рост добычи свыше 780 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г., свыше 850 млрд м<sup>3</sup> в 2030-2050 гг. и свыше 800 млрд м<sup>3</sup> в 2050-2060 гг.

**Рисунок 6. Прогнозы динамики экспорта природного газа в России до 2050 г.**



Сумма кумулятивной добычи природного газа в 2011-2060 гг. по каждой из четырех кривых, окаймляющих три зоны неопределенности на рис. 7, плюс запасы, необходимые для поддержания уровня добычи газа 2060 г. еще в течение 15 лет, равны соответственно 38; 44; 53 и 63 трлн м<sup>3</sup>. Оценка запасов России (на 1 января 2012 г.) равна: по категориям А+В+С1 – 48,8 трлн м<sup>3</sup>, а по категории С2 – 19,6 трлн м<sup>3</sup><sup>30</sup>. То есть этих запасов в сумме едва хватает, чтобы обеспечить добычу в рамках менее вероятной верхней зоны. По данным ВР, достоверные запасы газа в России на конец 2012 г. были равны 32,9 трлн м<sup>3</sup>. По данным US Geological Service, неразведанные запасы природного газа в России составляют от 8,8 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью 95% до 67 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью 5%. Иными словами, достоверных запасов и неразведанных запасов (с высокой вероятностью обнаружения) достаточно, только чтобы обеспечить траектории добычи, расположенные в менее вероятной нижней зоне. Для обеспечения других траекторий добычи нужно, чтобы не менее 20-30 трлн м<sup>3</sup> неразведанных запасов были обнаружены и со временем

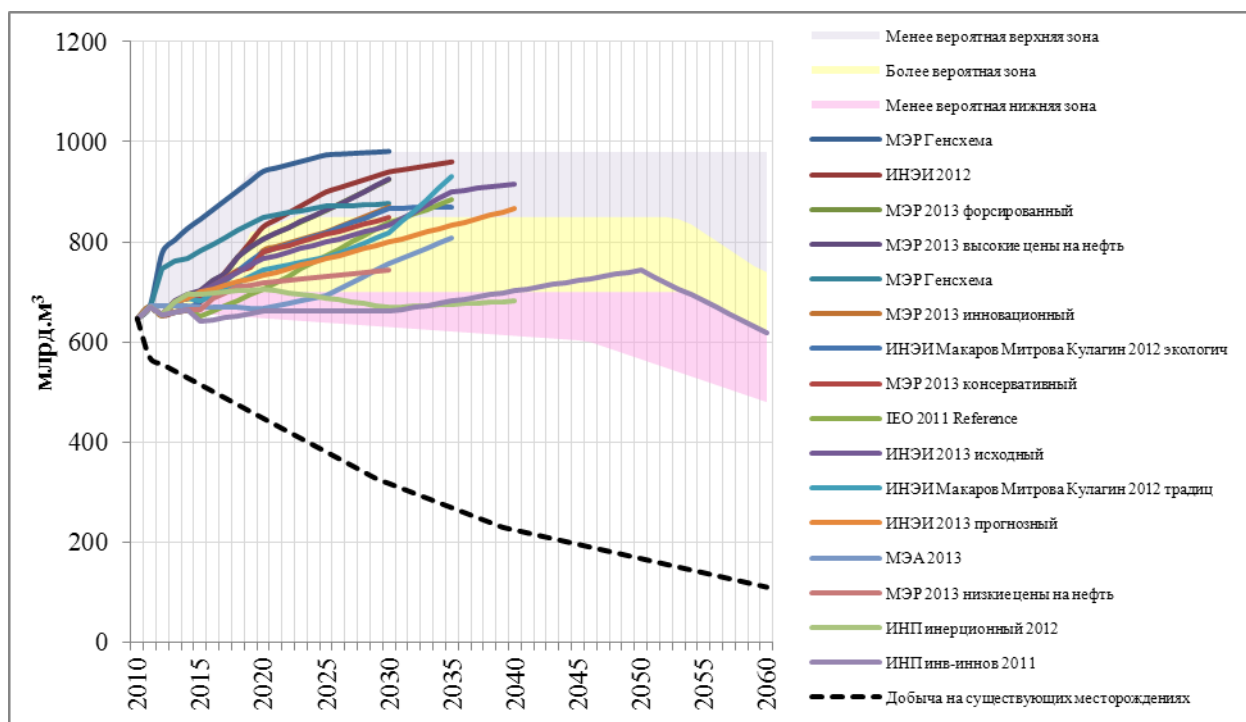
<sup>30</sup> РБК. 12.07.2013.

переведены в категорию достоверных. Вероятность такого развития событий равна 40-50%.

Важнейшим параметром развития нефтегазового сектора и всей экономики России в перспективе являются **цены на нефть**, на уровень которых Россия сама практически не влияет (Бушуев, Конопляник, Миркин, 2013). Долгосрочный прогноз цен на нефть определяется четырьмя факторами:

- значением и динамикой верхних пределов изменения цены нефти (концепция ограниченности платежеспособного спроса, или замыкающих издержек по производству альтернативных видов жидкого топлива);
- значением и динамикой нижних пределов изменения цены нефти (цена бездефицитного бюджета Саудовской Аравии – 50-100 долл./барр., – или текущие издержки по добыче традиционной нефти – 10-40 долл./барр.)<sup>31</sup>;
- точками поворота траекторий от уровней, близких к верхним пределам, в сторону нижних пределов и обратно;
- динамикой инфляции в США и изменением курса доллара по отношению к важнейшим валютам.

**Рисунок 7. Прогнозы динамики добычи природного газа в России до 2060 г.**

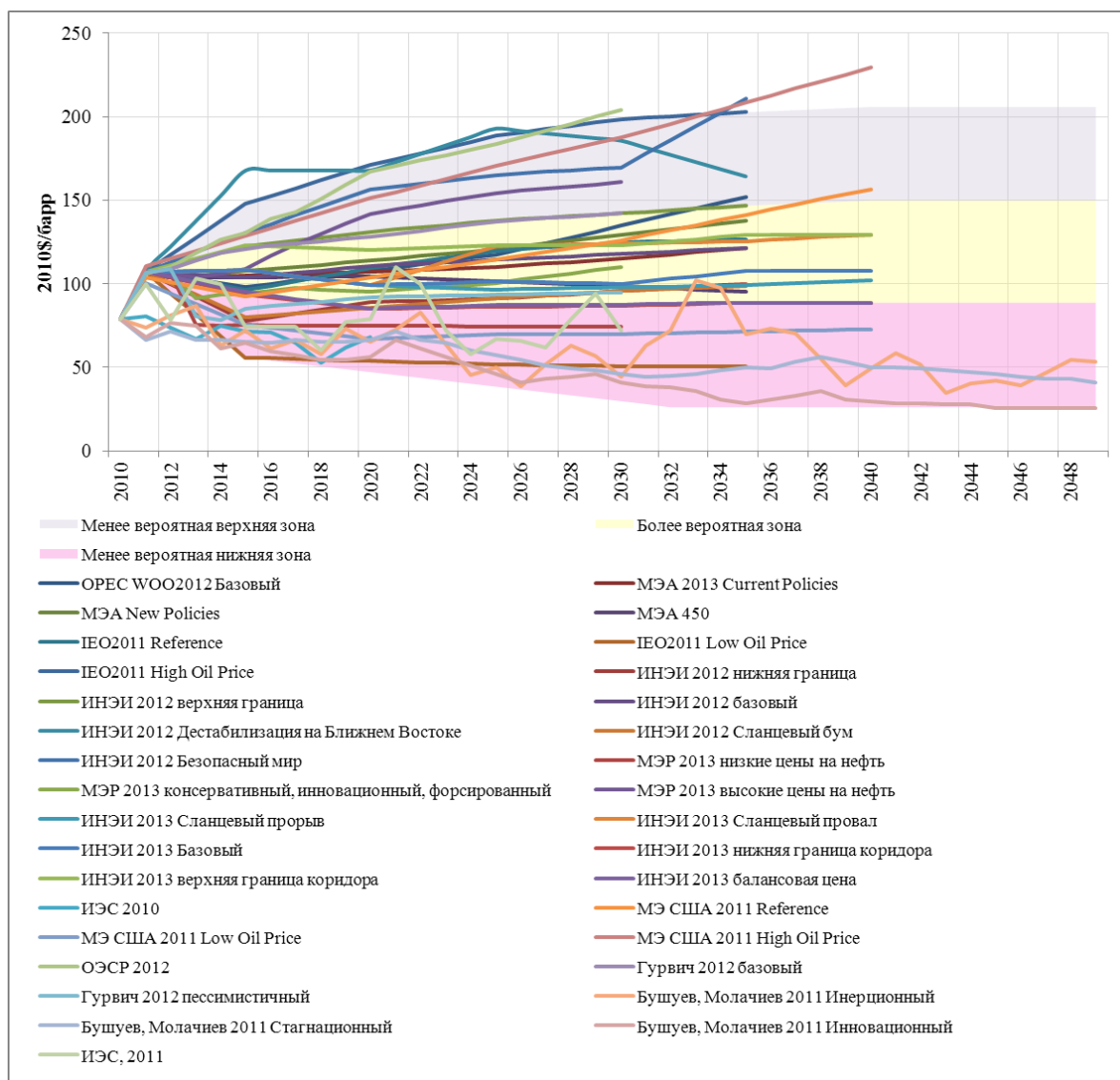


В 70-х и 80-х годах прошлого века доминировало мнение, что пределом монопольного роста цен на нефть является цена различного рода аналогов природной нефти. Однако в ту пору роль замыкающего поставщика нефти играла не синтетическая нефть, а традиционная нефть ОПЕК – группы стран с наименьшими издержками добычи нефти. Только недавно нетрадиционная нефть стала играть заметную роль в мировом балансе жидкого топлива. Этим теориям противопоставлялась теория об ограниченности роста

<sup>31</sup> См. более подробное обсуждение верхних и нижних пределов колебаний цен на нефть в написанной А.А. Конопляником главе 4 книги (Бушуев, Конопляник, Миркин, 2013).

монополюющей цены нефти платежеспособным спросом ее потребителей при ограниченной возможности снижения потребления нефти, определяемой ее значимостью для процесса расширенного воспроизводства (Башмаков 1988; Башмаков 2006а). Согласно этой теории, предел роста монополюющей цены достигается тогда, когда, повышая цены, монополист не получает дополнительного дохода, а это происходит, когда отношение стоимости потребляемых энергоресурсов к ВВП перешагивает порог экономической доступности энергии в 10-11%<sup>32</sup>. Использование этой концепции позволило еще в 2006 г. сформулировать оказавшийся верным вывод о том, что уровень цен на нефть, существенно превышающий 100 долл./барр. (в ценах 2006 г., что эквивалентно 115 долл./барр. в ценах 2013 г.), не является устойчивым и не может продержаться сколько-нибудь долго (Башмаков, 2006а).

**Рисунок 8. Прогнозы динамики цен на нефть до 2060 г.**



<sup>32</sup> В США в 2008 г. эта доля вплотную приблизилась к данному пределу – 9,9% (EIA, 2013), в ЕС превысила этот предел, дойдя до 12%, а в Китае превысила 10,5%. (IEA, 2011). Это остановило рост цен на нефть. Падение цен на газ и уголь в США привело к снижению доли до 8,3% в 2010 г. В ЕС высокая доля расходов на энергию стала одной из причин стагнации экономики, а в Китае – одной из причин замедления ее роста. Возвращение в зону экономической доступности энергии и нефти во многих странах остановило дальнейшее падение цен на нефть.



Динамика верхнего предела экономической доступности энергии зависит от снижения энергоемкости глобального ВВП (1,9% до 2030 г.) и роста средней цены на энергоносители (в сопоставимых ценах) за счет повышения их качества для конечных потребителей (на 2% в год)<sup>33</sup>. Таким образом, доля расходов на энергию в глобальном ВВП примерно сохраняется (рост цен на 2% в год минус снижение энергоемкости на 1,9% в год; МЭА, 2013). Из-за того что ожидается снижение доли нефти в энергобалансе ежегодно примерно на 1%<sup>34</sup>, верхний предел цены на нефть к 2030 г. может снизиться до 102 долл./барр. в ценах 2010 г., а к 2050 г. – до 88 долл./барр. Если энергоемкость ВВП будет снижаться несколько медленнее, то он сохранится примерно на уровне 100 долл./барр. в ценах 2010 г. Если допустить, что инфляция в среднем составит 2% в год, то верхняя граница изменения цены нефти в текущих ценах вырастет до 200 долл./барр. к 2030 г. и до 225 долл./барр. к 2050 г. Практически все прогнозы, приведенные на рис. 8, не превышают этих верхних значений.

В качестве замыкающих издержек по производству альтернативных видов жидкого топлива можно использовать стоимость добычи нетрадиционной нефти (твердых пород, сланцевой, производимой из битуминозных песчаников, по разным данным, в диапазоне 50-85 долл./барр.) плюс налоги и необходимая рентабельность (то есть в сумме 70-100 долл./барр.). С учетом инфляции к 2050 г. это будет эквивалентно цене 175-190 долл./барр., что попадает в верхнюю менее вероятную зону, а нижняя граница этого диапазона соответствует нынешней стоимости производства на уровне 75 долл./барр.

Верхняя граница более вероятного диапазона изменения цен нефти равна цене бездефицитного бюджета Саудовской Аравии (85-110 долл./барр. в 2012 г.; Бушуев, Конопляник, Миркин, 2013). Она примерно соответствует динамике замыкающих издержек по производству альтернативных видов жидкого топлива. Нижняя граница этого диапазона соответствует цене около 90 долл./барр. с последующим ее ростом до 110 долл./барр. к 2050 г. Наконец, нижняя граница менее вероятной нижней зоны соответствует цене нефти 50 долл./барр. до 2030 г. с последующим ее ростом по мере инфляции. Это близко к цене, которая может быть сформирована на основе текущих издержек по добыче традиционной нефти (10-40 долл./барр.) с учетом налогов и необходимого уровня доходности. Этот диапазон соответствует ценам, из расчета которых ведется проектное финансирование в сфере добычи традиционной нефти.

В то время как ретроспективная динамика цен на нефть характеризуется цикличностью и высокой степенью неустойчивости, большая часть долгосрочных прогнозов цены нефти дает гладкие траектории ее будущей динамики (рис. 8). Это отчасти связано с убеждением, что ни уровни, ни поворотные точки динамики цены нефти прогнозировать невозможно, особенно после того как нефть превратилась в спекулятивный товар, на долю сделок по которому с фактической поставкой приходится менее 1% общего объема совершаемых биржевых сделок (Бушуев, Конопляник, Миркин, 2013). Правда, существуют и другие мнения на этот счет (Башмаков, 1988, Башмаков 2006, Бушуев и Молачиев, 2012). Важно уметь определить точки поворота траекторий от уровней, близких к верхним пределам, в сторону нижних пределов и обратно. Так, в опубликованной в 1992 г. книге «Энергетика мира: уроки будущего»<sup>35</sup> автор сформулировал следующие выводы, которые полностью подтвердились: вплоть до 2000 г. мировая экспортная цена нефти не превысит уровня 1985 г.; затем возрастающее давление

---

<sup>33</sup> См. подробнее (Bashmakov, 2007). Это происходит за счет роста доли более качественных, но одновременно и более дорогих энергоносителей, например, электроэнергии.

<sup>34</sup> Не процентных пункта, а именно снижение самой доли на 1%. То есть если доля в данном году равна 32%, то в следующем – 31,7%.

<sup>35</sup> Башмаков (1992).

на ресурсный потенциал отрасли неизбежно приведет к повышению цены нефти; тенденция к относительному удорожанию нефти не является неизбежной, вместо нее мы получили новый центр долгосрочных и краткосрочных колебаний цены; амплитуда этих колебаний может быть весьма значительной<sup>36</sup>.

К сожалению, нет качественной теории циклов, позволяющей надежно оценить перспективную ритмичность динамики цен на нефть, которая определяется наложением длинных волн Кондратьева (50-60 лет), ритмов Кузнеца (15-20 лет), среднесрочных деловых циклов (7-12 лет) и даже циклов солнечной активности (ИЭС и ИЭИ, 2013). Однако ясно, что при длительном сохранении высоких цен на нефть формируется избыток мощностей по добыче за счет изменений как на стороне спроса, так и на стороне предложения, и тем самым создаются условия для снижения цен нефти. И напротив, при длительном удержании цен на низком уровне формируются условия для их последующего роста. Поэтому, наряду с рассмотрением сценариев гладкой динамики цен на нефть, целесообразно рассмотреть также сценарии их циклической динамики, подобно тому как это сделал МЭР в сценарных условиях 2011 г. По логике МЭР, пики роста цен на нефть должны были приходиться на 2016-2017 гг., 2023-2025 гг. и, продолжая эту логику, на 2034-2036 гг. и 2043-2046 гг. В прогнозе В. Бушуева и А. Молачиева (2012) пики приходятся на 2021 г., 2032-2033 гг., 2041 г. и 2050 г. Обобщая, можно определить циклы в 9-11 лет, начиная с 2021 г. При формировании таких циклических прогнозов отнесение их к определенному диапазону возможно на основе попадания тренда – центра колебаний – в одну из трех зон. Уязвимость экономики России к колебаниям цен на нефть делает анализ циклических траекторий динамики цен крайне важным при определении соответствия гипотез о динамике цен и о темпах роста ВВП<sup>37</sup>.

## 7 Набор и интенсивность применения мер политики по контролю над выбросами ПГ

Все меры политики по контролю над выбросами ПГ можно разделить на две группы:

- Отражающие фоновые или рамочные условия изменения экономики, энергодбаланса и эмиссии (frameworking or enabling policies) – это меры политики, определяющие показатели динамики и структуры экономического роста численности населения, объемов выпуска важнейшей продукции, жилищного строительства, параметры инфляции и др.;
- Отражающие специальные параметры политики повышения энергоэффективности, обеспечения энергобезопасности и контроля выбросов парниковых газов:
  - параметры технического прогресса в сфере повышения эффективности использования энергии в процессах ее преобразования и конечного использования;
  - цены на энергоносители;
  - налог на CO<sub>2</sub> или стоимость CO<sub>2</sub> на рынке торговли квотами;
  - замещение одних видов топлива другими в разных секторах;

---

<sup>36</sup> Оценка цены нефти на 2020 г. в этой работе (в текущих ценах) равна 54-88 долл./барр., что попадает в интервал менее вероятной нижней зоны.

<sup>37</sup> Так, Д. Шапот и В. Малахов (2012) определили, что эластичность роста ВВП по изменению цен на нефть монотонно убывает с 0,36 при падении цен за три года на 20% до 0,33 при падении на 10%, до 0,32 при росте цен на 10% и до 0,21 – при росте на 20%. То есть, в принципе, она довольно высокая и асимметричная.

- производство электроэнергии на АЭС;
- производство электроэнергии на ГЭС;
- производство электроэнергии на НВИЭ;
- производство тепла на ТЭЦ;
- производство тепла на АЭС;
- производство тепла на НВИЭ;
- производство биотоплива;
- доля потерь природного газа;
- доля попутного газа, сжигаемого в факелах;
- доля утилизации шахтного метана;
- объемы захвата и захоронения углерода.

Специальные параметры энергетической политики могут быть нацелены не на решение задач контроля выбросов ПГ, а на повышение энергоэффективности, укрепление энергетической и экологической безопасности, снижение выбросов загрязняющих веществ, но при этом оказывать существенный косвенный эффект на объемы выбросов парниковых газов.

Важен не только набор мер, но и интенсивность их использования. Для решения амбициозных задач по контролю над выбросами ПГ специальные параметры энергетической политики могут использоваться более интенсивно, что уже переводит их в разряд специальных мер климатической политики. При этом уже они могут давать косвенные эффекты при решении задач повышения энергоэффективности и укрепления энергетической и экологической безопасности.

На глобальном уровне используется подход формирования пар динамики потепления и уровней интенсивности реализации мер политики по контролю над выбросами (Van Vuuren et al., 2012; Kriegler et al., 2012). Для России нет смысла увязывать, как в случае с формированием глобальных сценариев, согласованные социально-экономические траектории развития мер политики с уровнями потепления, поскольку потепление будет зависеть от деятельности всех стран. Эти траектории развития имеет смысл сопоставить с семействами траекторий динамики выбросов ПГ в России до 2050 г. и за его пределами, ранжированными по уровням амбиций по контролю над выбросами (Башмаков, Мышак, 2013).

Перечень специальных параметров политики контроля выбросов ПГ и их возможных сочетаний довольно широк, что создает широкое информационное поле для обоснования возможности достижения целевых ориентиров политики контроля выбросов парниковых газов, но одновременно не позволяет сформировать компактную классификацию этих мер. Поэтому классифицировать набор мер политики по уровню контроля над выбросами ПГ предлагается на основе отнесения мер политики к трем множествам (МЭА, 2013):

- **«действующие меры»** – меры, принятые нормативными документами и уже запущенные по состоянию на лето 2013 г., с коррекцией на возможность достижения сформулированных в них целевых установок. Эти меры уже частично содержат пункты утвержденного Правительством РФ в 25.04.2011 «Комплексного плана реализации Климатической доктрины Российской Федерации на период до 2020 года»;

- **«новые меры»** – меры, реализация которых позволит поддерживать уровни выбросов как минимум на 25% ниже уровня 1990 г.<sup>38</sup>), включая меры, предусмотренные «Комплексным планом», но еще не запущенные. Их запуск возможен до 2020 г. Они включают: разработку и внедрение экономических инструментов ограничения выбросов парниковых газов; реализацию дополнительных мер политики по повышению энергоэффективности, особенно в промышленности; реализацию мер по увеличению использования возобновляемых источников энергии, атомной энергии и когенерации; повышение топливной экономичности транспортных средств, стимулирование строительства «пассивных» зданий.
- **«решительные меры»** – меры, нацеленные на глубокое сокращение выбросов ПГ по сравнению с базовой траекторией и удержание их как минимум на 50% ниже уровня 1990 г., включая электрификацию автомобильного транспорта и существенный рост доли гибридных автомобилей; переход к строительству преимущественно «пассивных» зданий; реализацию проектов по сооружению объектов в области электроэнергетики и промышленности для улавливания и захоронения углерода; существенное повышение налога на CO<sub>2</sub> или ужесточение квот, ведущее к росту стоимости CO<sub>2</sub> на рынке торговли квотами.

Эти наборы мер политики могут быть применимы к каждому из диапазонов динамики темпов роста ВВП (рис. 4).

## 8 Формирование матрицы сценариев

Каждая из зон неопределенности динамики рассмотренных выше важнейших сценарных переменных разделена на три сегмента: менее вероятная верхняя зона (В); более вероятная зона (С) и менее вероятная нижняя зона (Н). Вообще говоря, при формировании сценариев возможны самые различные сочетания этих зон. Для структуризации пространства возможностей социально-экономического развития можно ограничиться четырьмя «видениями» будущего, которые, с одной стороны, охватывают это пространство практически целиком с минимальными наложениями, а с другой, существенно ограничивают набор рассматриваемых семейств сценариев. В табл. 2 каждому «видению» будущего поставлена в соответствие зона неопределенности изменения важнейших сценарных переменных.

«Экономическое чудо» возможно при очень высокой норме накопления, сравнительно высоких оценках предложения трудовых ресурсов и избытка сбережений, а значит, и высоких доходах от нефти и газа. Для того чтобы обеспечить такой рост ресурсами, потребуется довольно динамичный рост эффективности их использования. Сочетание значений всех факторов из менее вероятной верхней зоны снижает интегральную вероятность практической реализации такого семейства сценариев.

На другом полюсе находится семейство сценариев «медленный рост», для которого избрано сочетание значений сценарных переменных из менее вероятной нижней зоны. Согласно логике Е. Гурвича, такое развитие ситуации (по траектории «экономика апатии и застоя») в течение нескольких лет может заложить основу для запуска необходимых реформ для обеспечения институционального прогресса и перехода к модернизации снизу.

---

<sup>38</sup> Что соответствует целевой установке указа Президента РФ № 752 от 30.09.2013 «О сокращении выбросов парниковых газов».

**Таблица 2 Матрица семейств сценариев\***

Основные экзогенные показатели для сценариев	Видения (концепции) будущего			
	Динамичный рост	Умеренный экстенсивный рост	Умеренный интенсивный рост	Медленный рост
Население	В	С	С	Н
ВВП**	В	С	С	Н
Рост производительности факторов производства за счет технологического прогресса	Высокий (3-4% в год)	Умеренный (на 1-2% в год)	Выше умеренного (на 2-3% в год)	Низкий (на 0,5-1% в год)
Добыча нефти	В	С	С	Н
Добыча природного газа	В	С	С	Н
Цены на нефть	В	С	С	Н
Меры по контролю над выбросами	действующие меры	действующие меры	действующие меры	действующие меры
	новые меры	новые меры	новые меры	новые меры
	решительные меры	решительные меры	решительные меры	

\*В – менее вероятная верхняя зона; С – более вероятная зона; Н – менее вероятная нижняя зона.

\*\*Если ВВП определяется в модели, то параметры его роста не задаются.

Источник: автор.

Два варианта со значениями параметров из более вероятной зоны – «Умеренный экстенсивный рост» («Модернизация сверху») и «Умеренный интенсивный рост» («Треугольник доверия») – отличаются только допущениями о динамике эффективности использования основных факторов производства. Во втором случае для экономики с большей опорой на конкуренцию предполагается, что эффективность будет расти более динамично.

При формировании сценариев-маркеров – наиболее представительных сценариев в своей группе – возможны два подхода. Поскольку все пространство управляющих экзогенных переменных разделено на три зоны, то можно использовать в расчетах граничные значения (их будет 4) или средние для этих зон значения (их будет 3). Предлагается использовать второй подход, но при этом необязательно со средними значениями, а с любыми значениями, попадающими в данный диапазон, а в случае с циклической динамикой – тренд которых попадает в этот диапазон. Такой подход позволяет в достаточной мере структурировать пространство социально-экономического развития, не зажимая исследователей в слишком жесткие тиски универсальных сценариев-маркеров.

Сочетание основных вариантов управляющих экзогенных переменных с реализацией «действующих мер» контроля над выбросами ПГ позволит получить оценки базовой траектории выбросов для каждого из четырех семейств сценариев. Таким образом, получается четыре базовых сценария, по одному для каждого семейства. Еще четыре сценария получается при оценке влияния результативности «новых мер». При оценке вклада «решительных мер» предполагается, что для условий семейства сценариев «экономика апатии и застоя» не будет ни решимости, ни ресурсов реализовать «решительные меры». Итого формируется 11 потенциальных групп сценариев. Необязательно каждая группа экспертов должна реализовывать их полный набор. Кроме того, каждая группа экспертов может реализовать набор дополнительных сценариев, в которых сочетания основных экзогенных показателей могут быть отличными от приведенных в табл. 2.

## 9 Задачи сценарного анализа

Сравнение сценариев выбросов ПГ, сделанных ранее (Башмаков и Мышак, 2013), позволяет определить повестку дополнительных исследований в сфере выявления траекторий динамики выбросов ПГ в России и оценки эффективности разных дополнительных мер климатической политики и инструментов контроля над эмиссией ПГ от сектора «энергетика» России:

1. Оценка концепции наличия «естественного» абсолютного верхнего предела роста выбросов ПГ при отсутствии специальных мер климатической политики. Есть ли этот предел? Если есть, то каков он? Почему его нельзя превзойти?
2. Можно ли уточнить параметры связи климатической политики с модернизацией и повышением энергоэффективности экономики? Есть ли синергия эффектов при решении этих задач, и насколько она велика?
3. Каковы прямые и косвенные эффекты отдельных специальных мер политики и инструментов контроля над эмиссией ПГ от сектора «энергетика» России?
4. На сколько можно снизить выбросы ПГ до 2050 г. и за его пределами, не жертвуя экономическим ростом, по сравнению с уровнем 1990 г.?
5. Приводит ли введение ограничений по эмиссии ПГ к торможению экономического роста? Если приводит, то начиная с какого уровня ограничений?
6. Каково «пространство решений»? Какие меры политики дают наибольший эффект по снижению выбросов при минимальных затратах, какая бы метрика затрат ни использовалась?
7. В какой последовательности и с какой интенсивностью и распределением во времени нужно запускать реализацию специальных мер политики и инструментов контроля над эмиссией ПГ в секторе «энергетика» России?

## 10 Метрики для оценки стоимости пакетов мер по контролю над выбросами ПГ

Один из основных вопросов, на которые должны ответить сценарии: насколько дорого могут обойтись стратегии контроля над выбросами ПГ? Чтобы на него ответить, нужно определить метрики определения стоимости.

Часто в этих целях используют показатель годовых или кумулятивных потерь ВВП или потерь объемов личного потребления (по сравнению с базовым сценарием). При этом, как правило, не учитывается ни возможное снижение потерь от изменения климата, ни косвенные эффекты от снижения расходов на охрану окружающей среды и от улучшения здоровья. Эти эффекты могут учитываться при использовании вместо ВВП таких макроэкономических индикаторов, как зеленый национальный продукт, индекс развития человеческого потенциала, совокупный (включающий, всесторонний) индекс благосостояния и др., которые, однако, в моделях еще не используются.

Обычно при оценке вложений в природоохранные мероприятия предполагается, что они не дают дополнительного вклада в ВВП, а предотвращаемые ущербы и косвенные выгоды не монетизируются. На этом основании формулируется вывод о бесконечной капиталоемкости таких инвестиций и о порождаемых ими потерях экономического роста по сравнению с альтернативной инвестиционной стратегией, имеющей конечное значение капиталоемкости. Однако ясно, что, например, в стране с ограниченной

продолжительностью жизни мужчин улучшение экологической обстановки ведет к росту предложения дефицитного ресурса (труда) и тем самым способно обеспечить дополнительные возможности роста.

Другим показателем являются дополнительные (по сравнению с базовым уровнем) кумулятивные инвестиции или затраты (встает вопрос о методе их оценки и суммирования значений как по секторам, так и за разные годы). Они могут ассоциироваться не только с потерями, но и с дополнительным экономическим ростом.

Еще один показатель – предельная стоимость снижения выбросов, необходимая для достижения целей политики по их ограничению, выраженная в ценах за 1 т CO<sub>2</sub>-экв. Однако она отражает цену или уровень налога на выбросы, а не стоимость мер по их ограничению. Последняя получается как интеграл (сумма произведений снижения выбросов для отдельных мер на соответствующую предельную стоимость их снижения) под кривой предельных затрат по объему снижения выбросов (the marginal abatement cost function).

В комплексных моделях энерго-экологических систем (full economic models) ВВП либо определяется, либо корректируется с учетом влияния параметров политики по контролю над выбросами. Очевидно, что разные уровни и структура потребления первичной энергии меняют условия экономического развития (ограниченность ресурсов, экономическая доступность и цены на них, объем и структура инвестиций в обеспечение энергетических потребностей, уровни приростной капиталоемкости разных вариантов энергообеспечения). Снижение ВВП по сравнению с базовым сценарием исходит из допущения, что в нем ресурсы используются оптимальным образом. Однако в случаях несовершенства механизмов распределения ресурсов (или недостаточно адекватного их отражения в модели) при существенном вмешательстве государства и (или) высоком уровне монополизации и при низком качестве государственного управления это допущение является неверным. Поэтому возможны варианты реализации политики, которые могут одновременно давать и снижение выбросов, и ускорение роста.

В большей части моделей (partial economic models) ВВП не моделируется, а задается. Они часто «допускают»: что более жесткая политика по контролю над выбросами приводит к дополнительным затратам и снижению роста ВВП; что более низкий уровень экономической активности позволяет более легко снижать выбросы; что низкий уровень экономической активности сопровождается замедлением внедрения новых технологий (Van Vuuren et al., 2012). Все три «допущения» – не аксиомы. Их нужно доказывать. Они могут оказаться неверными. Поэтому вывод о тормозящей роли перехода на низкоуглеродную экономику, на самом деле, часто является не выводом, а именно допущением, встроенным в модельные схемы.

Опыт также показывает, что не параметры контроля над выбросами, а прочие экзогенные допущения моделей и другие факторы доминируют в определении параметров роста экономики. Влияние климатической политики на изменение ВВП на этом фоне малоразлично (Van Vuuren et al., 2012). Другими словами, ошибки или успехи в проведении экономической политики в прочих сферах могут стоить существенно больших потерь (приростов) ВВП, чем меры, связанные с контролем выбросов ПГ. Так, события последних лет, включая «сланцевую революцию», и порожденные ими изменения цен на энергоносители на региональных рынках привели к совершенно разным направлениям сдвигов в структуре энергобалансов отдельных регионов мира, повлияли как на изменение их конкурентоспособности, так и на динамику экономического роста в существенно большей степени, чем все принятые до сих пор меры по ограничению выбросов. То же можно сказать о долговом кризисе: политика стимулирования роста в начале века в ущерб будущему принесла существенное торможение развития экономики спустя 10 лет.

Для целей сопоставимости результатов прогнозов желательно использовать сходные метрики затрат. Например, оценка процентных изменений ВВП, которая не требует приведения всех показателей в сопоставимые цены, но оставляет открытым вопрос о значении ВВП, от которого отсчитываются изменения. Еще одной проекцией таких оценок может быть показатель потерь среднегодового темпа роста ВВП. Если потери ВВП определены равными 2% к 2050 г., то потери среднегодовых темпов роста будут равны только 0,05%. При сравнении потерь в размере, скажем, 2%, важно иметь в виду, что ежегодные расходы на оборону в России превышают 4,4% ВВП (SIPRI, 2013), а неспособность снизить уязвимость от внешних факторов экономического роста и предшествующие ошибки экономической политики стоили России в 2009 г. почти 8% ВВП, тогда как многие страны обошлись существенно меньшими потерями.

При использовании показателей кумулятивных затрат предлагается вслед за МГЭИК использовать норму дисконтирования 5% и оценивать затраты как отношение кумулятивных дисконтированных дополнительных (приростных) инвестиций к кумулятивному дисконтированному ВВП (или потреблению). Это позволит сделать метрики затрат более сопоставимыми.

Наконец, возможен еще один подход, который использован МЭА (2013а) – определение набора дополнительных мер по ограничению выбросов, которые не дают снижения ВВП, так как дополнительные затраты на развитие низкоуглеродных технологий компенсируются снижением расходов на развитие производства или приобретение топлив и на охрану окружающей среды. МЭА пришло к выводу: снижение глобальной эмиссии от сектора энергетика к 2020 г. на 3,1 Гт CO<sub>2-ЭКВ</sub> (10% от уровня выбросов 2012 г., или 80% от требуемого снижения для ограничения потепления уровнем 2°C) возможно без потерь ВВП.

Таким образом, для обеспечения сопоставимости результатов разных сценариев и моделей предлагается не ограничиваться показателем цены углерода, а давать оценки относительного изменения ВВП или объемов личного потребления, дисконтированных приростных затрат на контроль выбросов, отнесенных к ВВП. При сравнении разных метрик затрат важно учесть, что изменения ВВП могут быть несколько больше изменений потребления, а те и другие – больше затрат на контроль выбросов, отнесенных к ВВП.

## **11 Входные и выходные параметры прогнозов для проведения их сравнения и формирования базы данных**

Для проведения сопоставлений сценарных расчетов важно задокументировать их основные допущения и результаты. В одних моделях определенные параметры могут вводиться как допущения, тогда как в других – получаться как результаты в рамках используемых модельных комплексов.

Минимальные требования к формированию базы данных по сценариям должны включать следующие параметры:

- макроэкономические переменные:
  - численность населения;
  - численность занятых;
  - ВВП;
  - добыча нефти;
  - добыча природного газа;
  - цены на нефть;



- меры по контролю над выбросами:
  - динамика энергоемкости ВВП и другие параметры технического прогресса в сфере повышения эффективности использования энергии в процессах ее преобразования и конечного использования;
  - потребление первичной энергии;
  - потребление основных видов топлива;
  - производство электроэнергии на АЭС;
  - производство электроэнергии на ГЭС;
  - производство электроэнергии на НВИЭ;
  - производство тепла на ТЭЦ;
  - производство тепла на АЭС;
  - производство тепла на НВИЭ;
  - производство биотоплива;
  - доля потерь природного газа;
  - доля попутного газа, сжигаемого в факелах;
  - доля утилизации шахтного метана;
  - объемы захвата и захоронения углерода;
  - цены на энергоносители;
  - налог на CO<sub>2</sub> или стоимость CO<sub>2</sub> на рынке торговли квотами;
- Динамика выбросов ПГ в секторе «энергетика»<sup>39</sup>, всего (млн т CO<sub>2-экв.</sub>), в т.ч.:
  - эмиссия ПГ от сжигания топлива, всего (млн т CO<sub>2-экв.</sub>), в т.ч.:
    - CO<sub>2</sub>;
    - CH<sub>4</sub>;
    - N<sub>2</sub>O;
    - прочие ПГ;
  - эмиссия ПГ от технологических утечек и выбросов, всего (млн т CO<sub>2-экв.</sub>), в т.ч.:
    - CO<sub>2</sub>;
    - CH<sub>4</sub>;
    - N<sub>2</sub>O;
    - прочие ПГ;
  - эмиссия ПГ от других антропогенных источников<sup>40</sup>, всего (млн т CO<sub>2-экв.</sub>), в т.ч.:
    - CO<sub>2</sub>;
    - CH<sub>4</sub>;
    - N<sub>2</sub>O;
    - прочие ПГ;
- Затраты на реализацию мер по контролю над выбросами:
  - относительные изменения ВВП;
  - относительные изменения объемов личного потребления;

---

<sup>39</sup> Согласно определению этого сектора МГЭИК.

<sup>40</sup> Если они включены в модель.

- дисконтированные приростные затраты (с учетом прироста выгод) на контроль выбросов;
- дисконтированные приростные затраты (с учетом прироста выгод) на контроль выбросов, отнесенные к дисконтированному ВВП.

Понятно, что не все входы и выходы из моделей могут содержать полный набор этих параметров. Например, от модели к модели может отличаться набор источников выбросов ПГ. Важно в максимально возможной степени отразить эту информацию, оставляя пропуски там, где модели эти параметры не отражают.

Временной шаг предоставления информации – год. Модели с большим временным шагом представляют данные по каждому 5- или 10-леткам.

Для обеспечения большей сопоставимости и простоты восприятия предлагается данные о потреблении топлива и энергии предоставлять в тун, электроэнергии – в млрд кВт-ч. Стоимостные данные желательно представлять в ценах 2012 г. с использованием соответствующих дефляторов или ценовых индексов Росстата для приведения показателей, выраженных в ценах других лет, к ценам 2012 г.

Получение этих данных позволит сформировать базу данных по сценариям прогнозов выбросов ПГ на перспективу до 2060 г. и на основе такой структурированной информации проводить сопоставление прогнозов и формулировку выводов на основе сопоставительного анализа. Формирование базы данных прогнозов позволит пользоваться их результатами не только экспертному сообществу прогнозистов, но и другим экспертам, а также лицам, принимающим решения. Каждая группа разработчиков прогнозов может сама решить, какие данные она готова сделать предметом общего доступа.

## 12 Характеристики неопределенности

Вероятность реализации отдельных сценариев и групп сценариев нельзя назвать равной. Оценка вероятности реализации семейства сценариев базируется на анализе степени непротиворечивости допущений и результатов прогнозных расчетов. Такая оценка может быть проведена по нескольким критериям. И. Башмаков (2009) использовал три критерия:

- достаточности ресурсной базы для обеспечения добычи нефти, газа и угля (см. Раздел 1, гл.7 «Производство и потребление энергии и топлива»);
- динамики цен на энергоносители и обеспечения экономической доступности энергии для потребителей (при существенном росте отношения расходов на энергоснабжение к ВВП за пределы 10% экономический рост замедляется или даже останавливается, см. Bashmakov, 2007);
- возможного изменения положения России на глобальных рынках энергоресурсов (изменение доходов от экспорта до такого уровня, что гипотезы о росте ВВП или других макроэкономических переменных становятся неадекватными).

Возможно применение и других критериев. Каждый из них позволяет: сформировать суждение о вероятности обеспечения заданных в сценариях уровней добычи органических видов топлива, или о возможности поддержания высоких темпов экономического роста при разных вариантах роста цен на энергоносители, или изменения положения России на мировых рынках топлива. Интегральная оценка по этим трем и возможным дополнительным критериям дает основания для вынесения заключения о вероятности реализации каждого из четырех семейств сценариев. Она может задаваться количественно, хотя для таких количественных оценок может не быть достаточных

оснований. Это же относится и к оценке надежности основных выводов относительно затрат на реализацию мер по контролю над выбросами.

Возможно использование качественных оценок надежности (уверенности) результатов подобно тому, как это делает МГЭИК, выделяя: очень высокий уровень уверенности (вероятность выше 90%); высокий уровень уверенности (выше 80%); умеренный уровень уверенности (вероятность выше 50%); низкий уровень уверенности (вероятность не выше 20%) и очень низкий уровень уверенности (вероятность ниже 10%). Можно оперировать вместо пяти только тремя уровнями надежности (вероятности) результатов: высокий уровень надежности; умеренный уровень надежности; низкий уровень надежности. Эти оценки формирует сама экспертная группа.

При сравнении результатов, полученных разными группами, можно также каждый результат сопровождать оценкой уровня согласия экспертного сообщества относительно того или иного вывода. Можно выделить четыре уровня согласия экспертного сообщества: низкий (согласие менее 33% групп, представивших результаты), умеренный (согласие от 33 до 67% групп), высокий (согласие более 67% групп) и очень высокий (единодушное согласие). Таким образом, каждый вывод сравнительного анализа результатов прогнозов будет сопровождаться как индивидуальными оценками степени их реализуемости, так и оценками степени согласия экспертного сообщества по поводу важнейших параметров устойчивого развития и политики ограничения выбросов ПГ. Это должно помочь лицам, принимающим решения, сформировать свое отношение по поводу важнейших параметров устойчивого развития и политики ограничения выбросов ПГ. Это также поможет определить зоны «провалов» в знаниях и потребность в дальнейшем анализе для получения более надежных результатов.

## **13      Перечень исследовательских групп, принимающих участие в проекте**

В проекте приняли участие 5 российских и 2 зарубежные исследовательские группы.

Российские организации:

- Центр по эффективному использованию энергии;
- Институт народнохозяйственного прогнозирования Российской академии наук
- Институт энергетических исследований Российской академии наук;
- Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации;
- Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара.

Зарубежные организации:

- Международное энергетическое агентство;
- Массачусетский технологический институт. The MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

Обмен результатами прогнозов между группами экспертов позволит заложить основы для создания постоянного форума для обсуждения долгосрочных перспектив экономического, энергетического и экологического развития России, подобно тому, как функционирует

Energy Modeling Forum, созданный в 1976 г. при Стэнфордском университете в США<sup>41</sup>. Первоначально на ежегодных конференциях EMF обсуждались проблемы развития энергетики и экологических аспекты только в США, но затем он превратился в международный форум. В России возможна иная эволюция: первоначальное рассмотрение проблем развития энергетики и экологических аспектов на уровне страны в целом с последующим расширением сферы интересов до региональных прогнозов. Данная работа может заложить фундамент для формирования Российского форума энергетического моделирования (РоФЭМ).

---

<sup>41</sup> <http://emf.stanford.edu/>

## Литература

1. Башмаков И.А. (1987). О реализации и анализе результатов макроэкономических прогнозов (метод семи матриц). В сб. *«Система обработки макроэкономической информации»*. М., «Наука», 1987.
2. Башмаков И. (1988). О причинах падения и перспективах динамики цен на нефть. *«Мировая экономика и международные отношения»*, 1, 1988.
3. Башмаков И.А. Ред. (1992). *Энергетика мира: уроки будущего*. М., МТЭК. ИНЭИ. 1992.
4. Башмаков И.А. (2006). Ненефтегазовый ВВП как индикатор динамики российской экономики. *Вопросы экономики*, 5, 2006.
5. Башмаков И.А. (2006а). Цены на нефть: пределы роста и глубины падения // *Вопросы экономики*. 3, 2006.
6. Башмаков И. (2008). Россия 2050 // *Вопросы экономики*, 8, 2008.
7. Башмаков И.А. (2009). *Низкоуглеродная Россия: 2050 год*. – М: ЦЭНЭФ, 2009.
8. Башмаков И.А. (2011). Будет ли экономический рост в России в середине 21 века // *Вопросы экономики*, 3, 2011.
9. Башмаков И. и А. Мышак. (2014). Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010-2060 гг. *Проблемы прогнозирования*. В печати.
10. Блохин А.А. (2012). Институциональные рамки и факторы экономического роста в России в перспективе. *Проблемы прогнозирования*. Вып. 6, с. 52-58.
11. Бушуев В.В., А.А. Конопляник, Я.М. Миркин. (2013). Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. ИД «Энергия». М.
12. Бушуев В.В., А.С. Молачиев. (2011). Мировой рынок нефти в средне- и долгосрочной перспективе. *Форум «Нефтегазовый диалог»*. Москва. 22 июня 2011 г.
13. Власов С., Е. Дерюгина, Ю. Власова. (2013). Исследование устойчивости государственных финансов России в краткосрочном и долгосрочном периодах. *Вопросы экономики*, 3, 2013.
14. Глазьев С., Г. Фетисов (2013). О стратегии устойчивого развития экономики России. *Экономист*, 1, 2013.
15. Гурвич Е. (2013). Долгосрочные перспективы российской экономики. *Экономическая политика*, 3, 2013.
16. Денисенко М. (2012). Население России до 2025 года. *Pro et Contra*, июль-октябрь 2012.
17. Ивантер В.В., Н.И. Комков. (2012). Основные положения концепции инновационной индустриализации России. *Проблемы прогнозирования*, 6, 2012.
18. Ивантер В.В., М.Ю. Ксенофонтов. (2012). Концепция конструктивного прогноза роста российской экономики в долгосрочной перспективе. Требования к темпам экономического роста. *Проблемы прогнозирования*, 6, 2012.
19. ИНЭИ РАН (2013). Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. <http://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>
20. ИЭС и ИЭИ. (2013). Кризис 2010-х годов и новая энергетическая цивилизация. Институт энергетической стратегии и Институт экономических исследований.
21. Корнев А. (2013). Об обновлении активной части основного капитала производственной сферы. *Экономист*, 1, 2013;
22. Корнев А.К. (2013). Производственный потенциал России: необходимость ускоренного обновления и перспективы. *Проблемы прогнозирования*, 6, 2013.
23. Кудрин А. (2013). Влияние доходов от экспорта нефтегазовых ресурсов на денежно-кредитную политику России. *Вопросы экономики*, 3, 2013.

24. Кудрин А. и Е. Гурвич. (2012). Старение населения и угроза бюджетного кризиса. *Вопросы экономики*, 3, 2012.
25. Лебединская Е. (2012). Роль нефтегазовых фондов в России. *Вопросы экономики*, 3, 2012.
26. Лукьянов А.С. (2013). Применение дисконтированных величин для оптимизации развития ТЭК. <http://www.eriras.ru/>
27. Магун В. и М. Руднев. (2010). Базовые ценности россиян и других европейцев (по материалам опросов 2008 года) // *Вопросы экономики*, 12, 2010.
28. Макаров А.А., Митрова Т.А., Кулагин В.А. (2012). Долгосрочный прогноз развития энергетики мира и России. *Экономический журнал ВШЭ*, 2, 2012.
29. Мау В. (2012). Экономика и политика в 2011 году: глобальный кризис и поиск модели роста. *Вопросы экономики*, 2, 2012.
30. МЭР (2010а). Генеральная схема развития нефтяной отрасли Российской Федерации на период до 2020 года. [http://upload.rb.ru/upload/archive/dop\\_upload/file\\_2010-10-29\\_10.16.38\\_genshema.doc](http://upload.rb.ru/upload/archive/dop_upload/file_2010-10-29_10.16.38_genshema.doc)
31. МЭР (2010б). Генеральная схема развития газовой отрасли Российской Федерации на период до 2020 года.
32. МЭР (2013). Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. Министерство экономического развития Российской Федерации, 2013. [www.energy.gov.ru](http://www.energy.gov.ru).
33. МЭР (2013а). Пояснительная записка. О прогнозе долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. Октябрь 2013 г.
34. Министерство энергетики России (2012). Доклад Министра энергетики РФ А.В. Новака на совещании у Председателя Правительства РФ Д.А. Медведева по вопросу о налогообложении нефтегазового сектора 13.06.2012 (презентация). [www.energy.gov.ru](http://www.energy.gov.ru).
35. Росстат. (2012) Прогноз численности населения России. [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/population/demography/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/population/demography/#)
36. Сияк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В., Колпаков А.Ю. ИИП РАН. (2013). Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы. *Проблемы прогнозирования*. № 1, 2013.
37. Челбаева Л.Г. (2011). Состояние и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России. // *Россия: тенденции и перспективы развития*, Ежегодник ИНИОН РАН, 6/1, 2011.
38. Шапот Д. и В. Малахов. (2012). Влияние внешних цен на оценку перспектив развития экономики России. *Вопросы экономики*, 4, 2012.
39. Узяков М. и А. Широков (2012). Макроэкономическая динамика российской экономики в долгосрочной перспективе. *Проблемы прогнозирования*, 6, 2012.
40. Фёдоров Б.Г., Б.Н. Моисеев, Ю.В. Сияк. ИИП РАН (2011). Поглощающая способность лесов России и выбросы углекислого газа энергетическими объектами. *Проблемы прогнозирования*, 3, 2011.
41. Ясин Е. (2011). Институциональные ограничения модернизации, или Приживется ли демократия в России? *Вопросы экономики*, 11, 2011.
42. Ясин Е., Н. Акиндинова, Л. Яковсон, А. Яковлев. (2013). Состоится ли новая модель экономического роста в России? *Вопросы экономики*, 5, 2013.
43. Bashmakov I. (2007). Three Laws of Energy Transitions // *Energy Policy*. – July 2007. – P. 3583-3594.
44. BP (2013). Statistical Review of World Energy.
45. Census bureau. (2012). International database. <http://www.census.gov/population/international/data/idb/informationGateway.php>

46. EIA. (2011). International Energy Outlook 2011. US DOE.
47. Entov R. and O. Lugovoy. (2013). Russian Economic Growth after 1998, in Handbook of Russian Economy, Oxford University Press, 2013. <http://www.oxfordhandbooks.com/view/10.1093/oxfordhb/9780199759927.001.0001/oxfordhb-9780199759927>
48. EIA. (2013). Annual Energy Outlook 2013. US DOE.
49. IEA. (2013). World energy outlook 2013. OECD/IEA, 2013.
50. IEA. (2013a). Redrawing the energy-climate map. World energy outlook special report. OECD/IEA, 2013.
51. Kriegler E., B. O'Neill, S. Hallegatte, T. Kram, R. Lempert, R.H. Moss, and T. Wilbanks. (2012). The need for and use of socio-economic scenarios for climate change analysis: a new approach based on shared socio-economic pathways. Global Environmental Change. Part A, Human and Policy Dimensions 22(4):807-822. doi:10.1016/j.gloenvcha.2012.05.005
52. OECD. (2012). Looking to 2060: Long-term global growth prospects. A going for growth report.
53. OPEC. (2012). World Oil Outlook 2012. OPEC Secretariat, 2012.
54. Paltsev S. (2011). Russia's Natural Gas Export Potential up to 2050. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, 2011.
55. SIPRI (2013). Milex data 1988-2012. [http://www.sipri.org/research/armaments/milex/milex\\_database/milexdata1988-2012v2.xls/view](http://www.sipri.org/research/armaments/milex/milex_database/milexdata1988-2012v2.xls/view)
56. Trading Economics. (2012). <http://www.tradingeconomics.com/forecast/population>
57. UNO Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat. (2012). World Population Prospects: The 2012 Revision. <http://esa.un.org/unpd/wpp/index.htm>
58. Van Vuuren D., K. Riahi, R.H. Moss, J.A. Edmonds, A.M. Thomson, N. Nakicenovic, T. Kram, F. Berkhout, R. Swart, A.C. Janetos, S.K. Rose, and N. Arnell. (2012). A proposal for a new scenario framework to support research and assessment in different climate research communities. Global Environmental Change. Part A, Human and Policy Dimensions 22(1):21-35. doi:10.1016/j.gloenvcha.2011.08.002.
59. Wilson D., C. Burgi, S. Carlson. Goldman Sachs (2011). Population Growth and Ageing in the BRICs. *BRICs Monthly Issue* 11/05, 2011.
60. Worldbank. Population Estimates and Projections. <http://datatopics.worldbank.org/hnp/popestimates>

## **Раздел III**

# **Результаты работы отдельных исследовательских групп**



Центр по эффективному использованию энергии

**И.А. Башмаков**

# **Сценарии социально-экономического развития России по низкоуглеродным траекториям до 2050 г.**

---

## **1 Математика будущего – инструменты и логика анализа**

Многие страны мира в той или иной форме установили национальные цели по снижению выбросов парниковых газов (ПГ) на 2020 г. ЕС принял обязательства по снижению выбросов в 2020 г. на 20% от уровня 1990 г. США в 2013 г. приняли обязательство снизить выбросы в 2005-2020 гг. на 17%.<sup>42</sup> Все больше правительств и экспертов развитых стран серьезно рассматривают возможность глубокого сокращения антропогенных выбросов парниковых газов к середине XXI века и приходят к выводу, что это реально не только технически, но и экономически. В принятой в 2011 г. «Дорожной карте по движению к конкурентоспособной низкоуглеродной экономике к 2050 г.» ЕС ставит задачу снижения выбросов на 80% к 2050 г. с промежуточными рубежами 40% к 2030 г. и 60% к 2040 г. Задача снизить выбросы на 80% к 2050 г. также поставлена в Калифорнии и штате Нью-Йорк.

В России задача снижения выбросов не только на 20%, но и на 30% уже решена<sup>43</sup>. Но еще не решена задача полной нейтрализации роста эмиссии. Тревогу экспертов вызвала оценка национального кадастра ПГ по росту выбросов в 2011 г. на 6,7%.<sup>44</sup> Это создает потенциальную угрозу выполнению принятого 30 сентября 2013 г. Указа Президента РФ № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов», который требует к 2020 г. удерживать выбросы на уровне, не превышающем 75% объема выбросов в 1990 г. (снижение на 25%).

Может ли наша страна гарантированно выполнить требования Указа № 752 и добиться абсолютного сокращения выбросов ПГ в ближайшие годы, или какое-то время они еще будут расти? Какой может быть «цена» такого сокращения? Какие обязательства может взять на себя Россия до 2030 г. и до 2050 г.? Может ли она сократить эмиссию на 50%<sup>45</sup> и более? Ответы на эти и подобные вопросы не очевидны, но их надо знать, особенно

---

<sup>42</sup> То есть уровень выбросов в 2020 г. будет только на 2% ниже значения 1990 г.

<sup>43</sup> Подробный анализ динамики выбросов в 1990-2010 гг. и факторов, ее определявших, дан в (Башмаков И.А., Мышак А.Д., 2012).

<sup>44</sup> Эта оценка требует уточнения. По данным ЦЭНЭФ, выбросы в 2011 г. выросли на 3,5%. В 2012 г., по оценке ЦЭНЭФ, выбросы не росли, а в 2013 г. снизились.

<sup>45</sup> Полная реализация технического потенциала снижения выбросов трех ПГ (в основном, за счет мер по повышению энергоэффективности) позволила бы снизить выбросы до 46% от уровня 2010 г. или до 31% от уровня выбросов 1990 г. (Башмаков и Мышак, 2012).

накануне очередного раунда переговоров по новому глобальному соглашению, которое должно (может) быть подписано в 2015 г.

Из-за необходимости учитывать огромное число взаимодействующих факторов в очень больших и сложных системах «ресурсы–технологии–экономика–энергетика–экология–общество», распределенных как в пространстве, так и во времени, подобный анализ, как правило, проводится на больших и сложных математических моделях, позволяющих проводить сценарные прогнозные вычислительные эксперименты. В данной работе представлены результаты оценок, полученных на разработанной автором системе имитационных моделей. Ее ядром является модель ENERGYBAL-GEM-2050 – имитационная модель, основанная на концепции единого топливно-энергетического баланса (ЕТЭБ). С годовым шагом формируются как прогнозные однопродуктовые балансы по всем энергоносителям, так и ЕТЭБ до 2050 г. Модель дает оценки большого числа параметров, включая расходы потребителей на энергию и капитальные вложения. Основные факторы функций спроса: индикаторы экономической активности в отдельных (46) секторах, цены на энергоресурсы, климат, загрузка производственных мощностей, технологические параметры. Модель имеет блок эмиссии трех парниковых газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$ ) во всех секторах.

Вторая модель RUS-DVA-2050 – двухсекторная имитационная модель развития экономики. Нефтегазовый сектор включает добычу, переработку, транспортировку и продажу сырой нефти, нефтепродуктов и природного газа. Ненефтегазовый сектор (прочая экономика) производит один продукт. В модели есть блоки: производства ВВП; совокупного спроса; платежного баланса; консолидированного бюджета; цен. Модель имеет годовой шаг и горизонт прогноза до 2050 г.

Кроме того, в рамках системы используется комплекс моделей для отдельных секторов потребления энергии, который включает модели для электроэнергетики, теплоэнергетики, промышленности, транспорта, сферы услуг и жилищного сектора. Это система моделей более низкого уровня, позволяющая подробно представить процессы модернизации этих секторов и на этой основе определить агрегированные технологические параметры функций спроса на энергию для модели ENERGYBAL-GEM-2050. На комплексе секторных моделей проводится оценка эффективности большого набора мер политики по повышению энергоэффективности и их влияния на эволюцию технологической базы производства. Таким образом, реализуется возможность эндогенезации технологического прогресса и количественной оценки результативности мер политики повышения энергоэффективности в разных секторах экономики. Секторные модели также имеют годовой шаг и горизонт прогноза до 2050 г. Модели RUS-DVA-2050, ENERGYBAL-GEM-2050 и комплекс моделей для отдельных секторов работают в единой системе.

Логика анализа следует за согласованными сценарными условиями. В данной работе проведены расчетные эксперименты на системе моделей по 11 сценариям: для всех сочетаний 4 вариантов развития экономики и 3 наборов мер политики по контролю над выбросами, исключая применение решительных мер при медленном росте ВВП. В кодировке сценариев в последующем изложении приняты следующие обозначения: ДМ – «действующие» меры политики; НМ – «новые» меры; РМ – «решительные» меры; Динам. рост – динамичный рост; Ум. ИР – умеренный интенсивный рост; Ум. ЭР – умеренный экстенсивный рост; МР – медленный рост.

Анализ результатов расчетов по каждому сценарию позволяет понять степень их соответствия исходным допущениям и получить представление об их совместимости или противоречивости. Вероятность реализации того или иного сценария оценивалась по семи критериям: достаточность ресурсной базы добычи нефти и газа; возможности повышения совокупной производительности факторов производства; обеспечение экономической

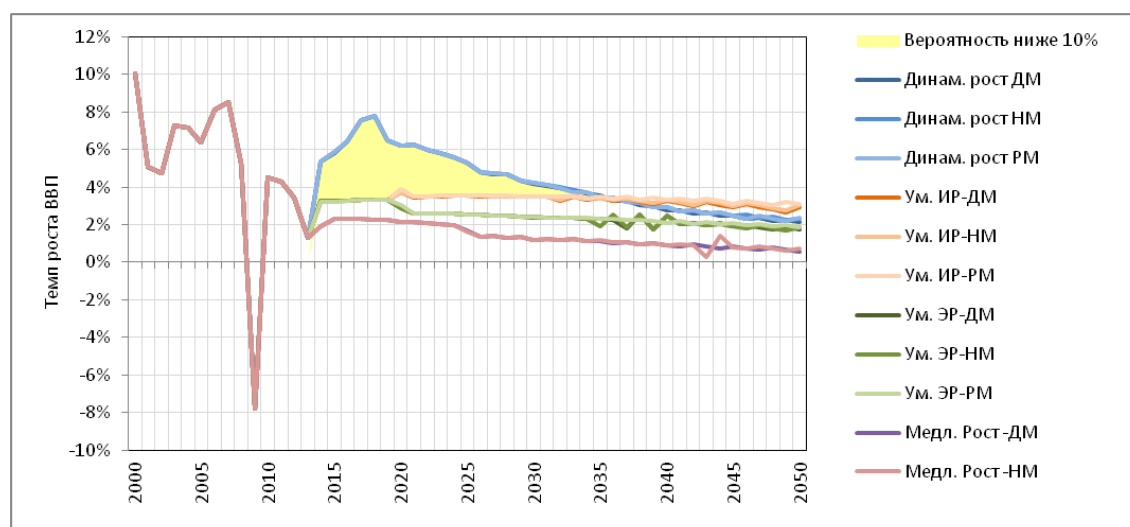
доступности энергии; возможное изменение положения России на глобальных рынках нефти и газа и вероятность запуска и реализации пакетов мер политики по контролю над выбросами.

## 2 Основные результаты расчетов по отдельным сценариям

**«Динамичный рост».** Это сценарии, предполагающие возможность устойчивого роста ВВП быстрее чем на 5% в год за счет «модернизации сверху» по инновационному сценарию при динамичном обновлении основных фондов, повышении эффективности использования энергии и росте производительности труда, но при снижении капиталоотдачи, и поэтому требующие и допускающие возможность резкого повышения нормы накопления. Эти сценарии предполагают динамичную перестройку структуры экономики. Риски их реализации связаны с избыточными масштабами государственного сектора и административного регулирования экономики, что, как показал опыт стран с плановой экономикой, несовместимо с ростом эффективности экономики, а также сопряжено с быстрым ростом долговой нагрузки, что, как показал уже опыт стран с рыночной экономикой, несовместимо с устойчивым динамичным ростом экономики.

МЭР в «форсированном» сценарии допускает, что за счет повышения нормы накопления основного капитала до 32% возможно повышение темпов роста ВВП до 8,1-8,2% в 2017-2018 гг. (рис. 1) с последующим постепенным замедлением роста до 3,6% к 2030 г. при среднегодовом росте на 5,3% в 2013-2030 гг. (МЭР, 2013). На модели RUS-DVA не удалось получить темпы роста ВВП ни в одном году до 2050 г. свыше 5% при значительном (до 32-35%) повышении нормы накопления. Причина в том, что большая часть дополнительного денежного инвестиционного спроса не может быть производительно абсорбирована российским инвестиционным комплексом и превращается в инфляцию, давая лишь незначительное (порядка 1% в год) ускорение экономического роста. На самом деле, значительное ускорение роста ВВП возможно не за счет роста нормы накопления, а за счет резкого увеличения совокупной производительности факторов производства и снижения издержек производства на этой основе.

**Рисунок 1. Темпы роста ВВП для различных сценариев**



Источник: автор.

В этом сценарии принято допущение, что выработка электроэнергии на АЭС вырастет до 255 млрд кВт-ч в 2030 г. и до 304 млрд кВт-ч в 2050 г., на ГЭС – соответственно до 236 и 281 млрд кВт-ч, на ГеоТЭС – до 7 и 17 млрд кВт-ч, а наращивание выработки на прочих НВИЭ – до 25 и 107 млрд кВт-ч.

При развитии по сценарию «динамичный рост – действующие меры политики» получается, что:

- выбросы ПГ динамично растут и в 2020 г. составляют 83% от уровня 1990 г. по трем ПГ и 78% от уровня 1990 г. по CO<sub>2</sub>. Это происходит, в основном, по причине очень высоких темпов роста экономики, которые не компенсируются даже снижением энергоемкости на 4,2% в среднем в год в 2013-2020 гг., порождаемым, в основном, динамичными структурными сдвигами в экономике. Умеренное развитие «зеленых» технологий, возможное до 2020 г., также неспособно заметно сдерживать рост выбросов;
- по мере затухания темпов экономического роста падают темпы прироста выбросов ПГ. Однако к 2050 г. объемы выбросов равны 3170 млн т. CO<sub>2-экв.</sub>, на 17% превышают уровень 1990 г. и еще не выходят на уровень насыщения (пика), правда, увеличиваясь в последние годы менее чем на 0,7% в год.

Вероятность реализации такого сценария крайне мала, поскольку:

- повышение темпов роста ВВП в среднем до 5,3% в год в 2013-2030 гг. и свыше 8% в 2017-2018 гг. (рис. 1) возможно только за счет увеличения совокупной производительности факторов производства в среднем до 4% в 2015-2021 гг. с пиком, превышающим 6%, в 2017-2018 гг. Это не только выше вклада этого фактора в 1998-2008 гг., но и кратно выше оценок многих экспертов на перспективу<sup>46</sup>. Нет ясности, за счет каких факторов в период до 2017-2018 гг. возможно столь резкое ускорение роста совокупной производительности факторов производства, если само МЭР считает интервал времени до 2020 г. периодом внутренней перестройки. Фактор роста загрузки производственных мощностей, который играл важную роль в экономическом буме начала нулевых годов, в будущем будет играть заметно более скромную роль в обеспечении темпов роста;
- для обеспечения высоких темпов роста экономики необходим значительный приток рабочей силы и существенный рост ее квалификации, тогда как в большей части прогнозов численность трудоспособного населения будет динамично снижаться. МЭР оценивает возможности роста производительности труда на 2-2,8% в год в 2010-2030 гг. Значит, рост ВВП на 5,3% возможен при росте численности занятых не менее чем на 2,5% в год, тогда как ожидается ее снижение;
- суммарная добыча природного газа в 2013-2050 гг. равна 33 трлн м<sup>3</sup>, необходимые для обеспечения и поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение еще 30 лет запасы составляют 60 трлн м<sup>3</sup>, что превышает достоверные запасы газа (32 трлн м<sup>3</sup>, по оценке ВР) и запасы по категориям А+В+С1 (49 трлн м<sup>3</sup>). Такие кумулятивные уровни добычи газа могут быть обеспечены запасами с вероятностью не более 85%;
- из-за быстрого роста внутреннего спроса при медленном повышении внутренних цен на газ потенциальный экспорт российского газа начинает быстро снижаться после 2029 г. и даже при росте добычи до 920 млрд м<sup>3</sup> в 2040-2050 гг. во второй

<sup>46</sup> О. Луговой и Р. Энтов (2013) дают оценку 0,7-1,7% до 2020 г., ОЭСР – 2,3% до 2060 г. Сам МЭР дает оценку 1,4-2,8% в среднем для 2013-2030 гг.

половине 40-х годов Россия становится чистым импортером природного газа (импорт газа увеличивается до 128 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г.). Если внутренние цены на газ растут медленно, то доходы отрасли снижаются по мере роста доли реализации газа на внутреннем рынке, что сокращает финансовую базу для выхода на обозначенные высокие уровни добычи. Для того чтобы избежать такого развития событий, внутренние цены на газ должны быть повышены таким образом (до 630 долл./1000 м<sup>3</sup>), чтобы в результате снижения внутреннего спроса на экспорт оставалось не менее 100 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. Однако при столь высоких внутренних ценах, возможно, будет выгоднее импортировать природный газ;

- суммарная добыча нефти в 2013-2050 гг. равна 17,6 млрд т, а необходимые для ее обеспечения и поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение еще 10 лет запасы нефти составляют 21,4 млрд т. Это превышает оценки достоверных запасов нефти (11,9 млрд т) и оценки запасов по категориям А+В+С1 – 17,8 млрд т. Такие уровни добычи могут быть обеспечены запасами с вероятностью не более 47%;
- при снижении добычи нефти после 2030 г. из-за роста внутреннего спроса на жидкое топливо до 2035 г. (с последующим его насыщением) экспорт нефти снижается к 2050 г. до 204 млн т (41% от уровня 2013 г.), а экспорт нефтепродуктов – до 35 млн т (50% от уровня 2013 г.);
- снижение объемов нефтегазового экспорта существенно повышает нагрузку на нефтегазовый сектор экономики по обеспечению бюджетной и валютной стабильности. Экспорт товаров ненефтегазового сектора должен удвоиться к 2021 г. и расти быстрее, чем на 5% в год, до 2050 г. Доля нефтегазовых доходов в ВВП снижается до 4% в 2050 г.

Резюмируя оценку вероятности реализации сценария «динамичный рост – действующие меры политики», можно заключить, что его реализация **практически невероятна**. По видимому, МЭР сохраняет данный сценарий в своих прогнозах только как дань ушедшему в прошлое оптимизму «Концепции долгосрочного развития до 2020 г.»

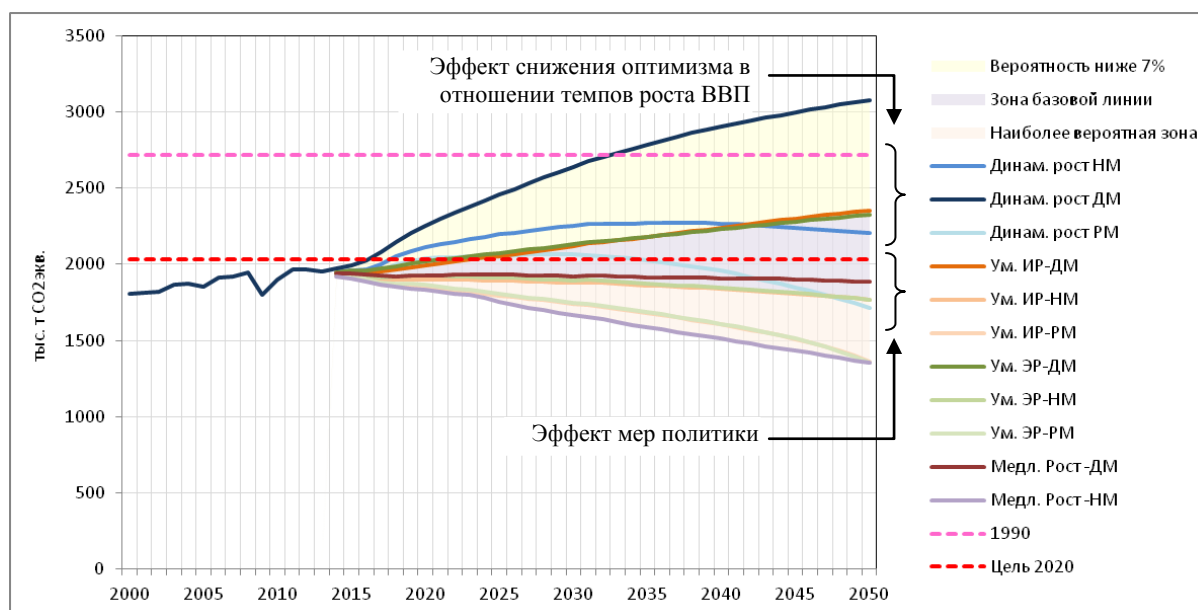
В качестве сценария «динамичный рост – действующие меры политики» рассматривалась его модификация с ростом внутренних цен на газ к 2050 г. до 630 долл./1000 м<sup>3</sup>, чтобы удержать объемы экспорта на уровне 100 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. Тогда к 2050 г. объемы выбросов трех ПГ растут менее значительно – до 3080 млн т СО<sub>2-экв.</sub> (на 13% выше уровня 1990 г.), приближаясь к уровню насыщения (пика) и увеличиваясь в последние годы только на 0,5% в год (рис. 2). Однако, как указано выше, вероятность такого развития событий крайне низка (не превышает 7%).

**«Динамичный рост – новые меры политики».** Логично предположить, что в сценарии со значительным ускорением технологической модернизации должно происходить существенно более динамичное повышение энергоэффективности во всех секторах экономики. Условия расчетов были дополнены этими допущениями. Предполагалось, что в промышленности темпы выбытия старых мощностей и модернизации оставшихся удвоятся, и модернизация будет происходить на основе наилучших имеющихся в мире технологий (НДТ), а в секторе зданий СНиПы и стандарты будут динамично совершенствоваться, и к 2050 г. удельный расход на отопление новых зданий составит 27% от уровня 2013 г. Будет также существенно повышена эффективность выработки и передачи электрической и тепловой энергии.

Ускорение технологического энергосбережения с использованием «новых» мер политики стимулирования технологических инноваций по духу больше соответствует логике «форсированного» сценария со значительным притоком иностранного капитала и передовых технологий. При развитии по такому сценарию (рис. 2) в 2020 г. выбросы трех

ПГ составляют 78% от уровня 1990 г. (72% только по CO<sub>2</sub>). Ускоренное внедрение энергоэффективных технологий позволяет увеличить вклад фактора повышения энергоэффективности и сформировать существенный тормозящий рост выбросов потенциал. Выбросы ПГ растут значительно медленнее и по мере внедрения новых технологий производства и использования энергии выходят на пик выбросов трех ПГ в 2037-2038 гг. на уровне 2274 млн т CO<sub>2-экв.</sub>, что на 13% ниже уровня 1990 г. (только по CO<sub>2</sub> – на 18%). К 2050 г. выбросы оказываются ниже уровня 1990 г. на 19%. Таким образом, даже для сценария «динамичный рост» при введении органично присущих ему «новых» мер политики выбросы ПГ сектором «энергетика» выходят на абсолютный пик на рубеже 30-40-х годов, а затем начинают снижаться.

**Рисунок 2. Траектории динамики выбросов трех ПГ, порождаемых сектором «энергетика», для различных сценариев**



Источник: автор.

Вероятность реализации сценария «динамичный рост – новые меры политики» более высока, однако, остается довольно низкой за счет малой реалистичности возможности обеспечения заложенных в нем условий экономического роста. Повышение эффективности позволяет существенно замедлить рост внутреннего спроса на природный газ и при намеченных уровнях добычи без дополнительного повышения внутренних цен на газ удерживать его экспорт не ниже 200 млрд м<sup>3</sup> вплоть до 2050 г.

**«Динамичный рост – решительные меры политики».** Для компенсации влияния быстрого роста экономики на динамику выбросов должны резко ускориться процессы внедрения «зеленых» технологий генерации энергии под влиянием «решительных» мер политики. Решительные меры еще не приняты, а временное поле для их принятия и получения значимого результата уже к 2020 г. крайне ограничено. Поэтому в этом сценарии ставится задача снижения выбросов ПГ на более отдаленном временном горизонте до 2050 г. В качестве набора «решительных мер политики» рассматриваются:

- стимулирование ускоренной замены общепромышленного оборудования (электродвигателей, систем сжатого воздуха, освещения, вентиляции, пароснабжения, сетевого хозяйства и др.);
- стимулирование ускорения развития АЭС и возобновляемых источников энергии: рост выработки электроэнергии на АЭС до 262 млрд кВт-ч в 2030 г. и 422 млрд

кВт-ч в 2050 г., на ГЭС – соответственно до 248 и 328 млрд кВт-ч, на ГеоТЭС – до 19 и 54 млрд кВт-ч, а наращивание выработки на прочих НВИЭ – до 58 и 422 млрд кВт-ч с соответствующим ростом тарифов на электроэнергию;

- введение с 2016 г. налога на углерод в размере 10 долл./т CO<sub>2</sub> с последующим его постепенным повышением до 90 долл. к 2040 г. и до 140 долл. к 2050 г.;
- развитие технологии захвата и захоронения углерода с момента, когда налог на углерод превысит 58 долл./т CO<sub>2</sub> с ростом объемов захоронения углерода до 55 млн т CO<sub>2</sub> к 2050 г.

При развитии по сценарию «динамичный рост – решительные меры политики»:

- в 2020 г. выбросы трех ПГ составляют 75% от уровня 1990 г. (69% только по CO<sub>2</sub>)<sup>47</sup>;
- в 2028 г. выбросы ПГ выходят на пик, равный 76% от уровня 1990 г. (по CO<sub>2</sub> – 70%);
- к 2050 г. за счет реализации решительных мер политики выбросы трех ПГ снижаются до 63% от уровня 1990 г., а выбросы CO<sub>2</sub> – до 53% от уровня 1990 г.

Ускоренное развитие низкоуглеродных технологий за счет «решительных» мер политики позволяет реализовать существенный тормозящий рост выбросов потенциал (рис. 2). Реализация «решительных» мер приводит к существенному снижению внутреннего потребления природного газа, а значит, и к росту его экспорта до 420 млрд м<sup>3</sup> в 2030 г. и до 480 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. при условии сохранения высоких уровней добычи (920 млрд м<sup>3</sup> в 2030-2050 гг.). В основной части долгосрочных прогнозов (МЭА, БП, ИНЭИ и др.) рыночная ниша для экспорта природного газа из России на 2030-2035 гг. не превышает 350 млрд м<sup>3</sup>. Если рассматривать этот объем экспорта как максимум, то получится, что пик добычи газа – 864 млрд м<sup>3</sup> – будет достигнут в 2035 г., а затем добыча постепенно снизится до 790 млрд м<sup>3</sup>. Помимо прочих эффектов, это позволит на 11 трлн руб. в ценах 2013 г. снизить капитальные вложения в развитие газовой промышленности. Только один этот эффект на 65% покрывает дополнительные вложения 17 трлн руб. в ценах 2013 г. в реализацию «решительных» мер политики.

Резюмируя анализ семейства сценариев «динамичный рост», можно заключить следующее:

- если считать резкое ускорение технологической модернизации, включая динамичное повышение энергоэффективности во всех секторах экономики и быстрое развитие НВИЭ, основой такого роста, то выбросы ПГ выходят на пик в 20-30-х годах (в зависимости от интенсивности реализации мер политики стимулирования развития низкоуглеродных технологий). В 2020 г. выбросы трех ПГ составляют 75-83% от уровня 1990 г.;
- реализация мер технологической модернизации позволяет ограничить рост внутреннего потребления природного газа, что позволяет снизить затраты на развитие газовой промышленности за счет дополнительных вложений в низкоуглеродные технологии;

---

<sup>47</sup> Отметим, что данные ЦЭНЭФ по инвентаризации выбросов трех ПГ в секторе «энергетика» превышают данные национального кадастра на 2,5% в 2011 г. Такое превышение наблюдается на всем периоде 2000-2011 гг. К 2011 г. оно несколько сократилось после совершенствования методики кадастра, в том числе в ответ на предложения, сформулированные в (Башмаков и Мышак, 2012). Поэтому при оценке динамики выбросов ПГ на перспективу, отталкиваясь от данных кадастра выбросов ПГ в 2011 г., оценки на 2020 г. получаются несколько меньшими.

- реализация сценария «форсированного» экономического роста практически невероятна, поскольку не обеспечена ни необходимыми ресурсами, ни источниками роста.

**«Умеренный экстенсивный рост – действующие меры политики».** Развитие по этой группе траекторий возможно при успешной модернизации за счет достаточно высоких, но медленно растущих (а в 40-х годах даже падающих) доходов от нефтегазового сектора, а также при ограничениях на возможности и эффекты от повышения нормы накопления<sup>48</sup>. Развитие по этому сценарию происходит при постепенном снижении добычи нефти до 332 млн т к 2050 г., при росте добычи газа до 777 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г. с последующей ее стабилизацией на этом уровне, а также при росте номинальных цен на нефть до 162 долл./барр. к 2030 г. и до 248 долл./барр. к 2050 г. Это означает смену недавней модели экономического роста, работавшей за счет постоянно растущих нефтегазовых доходов, на модель устойчивого снижения роли нефтегазовых доходов в ВВП, бюджетной системе и во внешнеторговом балансе.

При таком стечении условий развития – благоприятной ситуации на рынках углеводородов и ограниченных успехах в повышении продуктивности всех факторов производства – возможен рост ВВП России примерно такими же темпами, что и мирового – на 3-4% в год в ближайшие годы с последующим снижением до 2-3% в год (рис. 3).

Набор «действующих» мер политики включает:

- меры по ускорению повышения эффективности использования энергии в рамках государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики»;
- увеличение производства электроэнергии на мини-ГЭС и НВИЭ;
- увеличение производства электроэнергии на АЭС;
- замещение части жидкого топлива природным газом на транспорте;
- доведение доли попутного газа, сжигаемого в факелах, до 5% к 2015 г. (более реалистичная задача – к 2017 г.) и повышение доли утилизации шахтного метана.

Меры по увеличению производства электроэнергии на НВИЭ и замещению части жидкого топлива природным газом на транспорте приняты весной 2013 г. Согласно подпрограмме 6 «Развитие использования возобновляемых источников энергии» государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики», принятой Распоряжением правительства № 512-р от 03.04.2013, доля производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт) должна вырасти до 2,5% за счет ввода мощностей в размере 5,9-6,2 ГВт. Постановление Правительства РФ № 449 от 28.05.2013 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической

---

<sup>48</sup> При постепенном повышении нормы накопления до 26% к 2020 г. и последующем медленном ее снижении ВВП увеличивается только на 1,8% к 2050 г. При ее увеличении до 30% к 2020 г. с последующим плавным снижением ВВП в 2050 г. увеличивается на 3%, или в среднем менее чем на 0,1% в год. Негативным последствием быстрого повышения нормы накопления является ускорение инфляции на 5-8% в год до 2020 г. и сразу после, а также быстрое обесценивание рубля, или – при контроле над его курсом – укрепление рубля и удешевление импорта, а значит, и подрыв конкурентоспособности российских товаров. Рост совокупной эффективности факторов производства (производительности труда, капитала и энергоэффективности) оказывается более весомым фактором экономического роста, чем повышение нормы накопления.



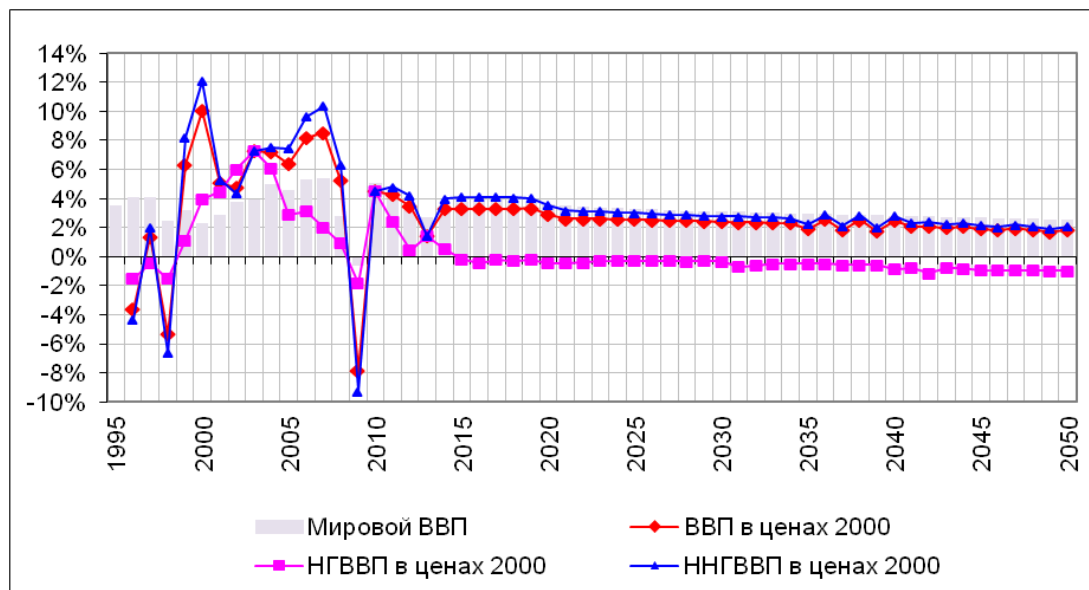
энергии и мощности» определило механизмы реализации сформулированной целевой установки. Выработка электроэнергии в 2020 г. может составить 1100-1200 млрд кВт-ч. Если доля НВИЭ будет равна 2,5%, то выработка на этих источниках должна составить около 30 млрд кВт-ч, а прирост в 2013-2020 гг. – около 18 млрд кВт-ч. Поскольку эта мера уже была запущена к середине 2013 г., она отнесена к действующим мерам политики. К ним также отнесено Распоряжение правительства РФ № 767-р от 13.05.2013 с требованием перевести значительную часть общественного транспорта и транспорта дорожно-коммунальных служб (до 50% в крупных и до 10% в малых городах) на сжатый газ к 2020 г. В зависимости от того, подпадают ли микроавтобусы под это распоряжение, потребление природного газа на указанных видах транспорта может вырасти к 2020 г. до 1-3 млн т. Развитие сети АГНКС будет стимулировать также использование природного газа легковым и грузовым транспортом и сельхозтехникой. При анализе влияния этих запущенных в первой половине 2013 г. мер учитывается возможность неполного достижения целевых индикаторов на 2020 г. Из списка мер временно выпала мера по повышению цен на энергоносители, поскольку принято решение о замедлении роста цен на природный газ, электрическую и тепловую энергию.

При развитии по сценарию «умеренный экстенсивный рост – действующие меры политики» получается, что (рис. 2):

- выбросы ПГ растут и в 2020 г. составляют 74% от уровня 1990 г. по трем ПГ и 70% от уровня 1990 г. по CO<sub>2</sub> за счет экономического роста, который не компенсируется ни снижением энергоемкости (она снижется в 2007-2020 гг. на 23% вместо целевых 40%), ни развитием низкоуглеродных технологий генерации электроэнергии;
- к 2050 г. выбросы трех ПГ продолжают расти и достигают 2323 млн т CO<sub>2-экв.</sub>, что на 14% ниже уровня 1990 г. (только по CO<sub>2</sub> – на 17%). Выбросы растут, в основном, в электроэнергетике (рис. 4).

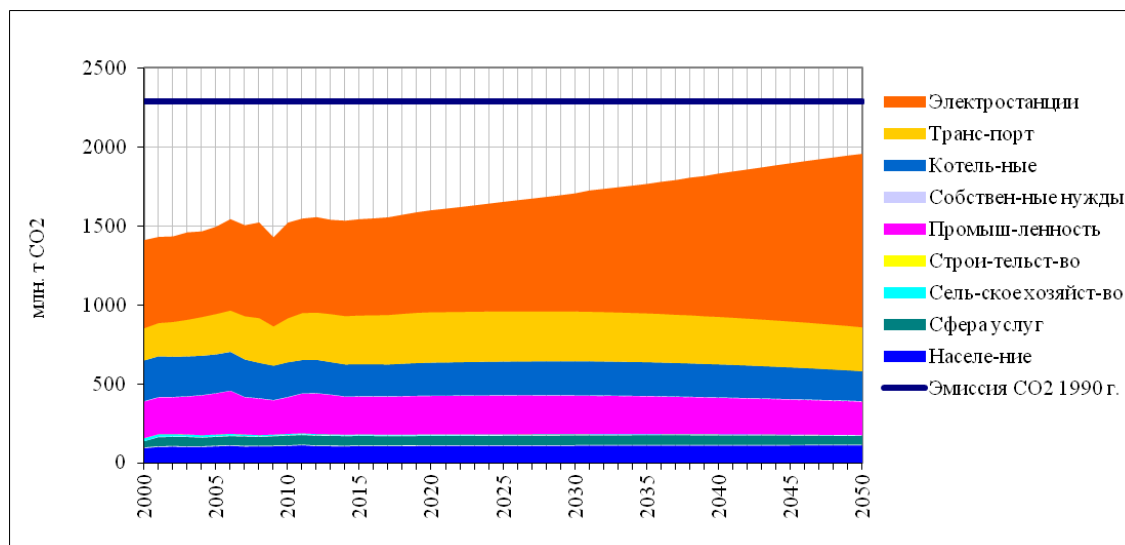
При умеренном экстенсивном росте даже действующие меры политики и даже при неполной их реализации позволяют удерживать выбросы ПГ в 2020 г. на уровне на 26% ниже значений 1990 г., что соответствует требованиям Указа Президента № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов». По мере затухания темпов экономического роста падают и темпы прироста выбросов ПГ. Однако падают также и темпы снижения энергоемкости (в т.ч. за счет снижения вклада структурных сдвигов), а доля нетопливных технологий генерации электроэнергии даже снижается с 34% до 31% в 2020-2050 гг. Это не позволяет фактору снижения углеродоемкости энергии полностью нейтрализовать вклад фактора экономического роста. Однако в 2049-2050 гг. выбросы ПГ повышаются только на 0,3% в год и приближаются к точке абсолютного максимума.

**Рисунок 3. Динамика ВВП России и его составляющих до 2050 г. в сценарии «умеренный экстенсивный рост – действующие меры политики»**



Источник: расчеты автора

**Рисунок 4. Структура и динамика эмиссии CO<sub>2</sub>, порождаемой сектором «энергетика», по сценарию «умеренный экстенсивный рост – действующие меры политики»**



Источник: расчеты автора

Полученные на модели RUS-DVA оценки темпов экономического роста довольно близки к оценкам умеренно-оптимистичного сценария МЭР. Суммарная добыча природного газа в 2013-2050 гг. равна 28,7 трлн м<sup>3</sup>, необходимые для обеспечения и поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение 30 лет запасы равны 51,9 трлн м<sup>3</sup>. Такие кумулятивные уровни добычи газа могут быть обеспечены запасами с вероятностью 95%. Экспорт российского газа снижается до 113 млрд м<sup>3</sup> к 2050 г. из-за роста внутреннего спроса в основном в электроэнергетике и на автомобильном транспорте.

Суммарная добыча нефти в 2013-2050 гг. равна 16,7 млрд т, а необходимые для ее обеспечения и поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение еще 10 лет запасы нефти

равны 20,1 млрд т. Такие уровни добычи могут быть обеспечены запасами с вероятностью не более 50%. То есть необходимы программы по замещению нефтепродуктов на транспорте. При снижении добычи нефти после 2030 г. экспорт нефти снижается к 2050 г. до 74 млн т (32% от уровня 2013 г.). Из-за роста внутреннего спроса на жидкое топливо до 2035 г. (с последующим его насыщением) экспорт нефтепродуктов снижается до 149 млн т (76% от уровня 2013 г.), но затем по мере расширения использования природного газа на транспорте начинает расти и достигает к 2050 г. 149 млн т, что немногим больше уровня 2013 г.

Существует широкий набор мер политики, реализация которых позволила бы оздоровить экономический рост и замедлить снижение нефтегазового экспорта при одновременном существенном снижении выбросов ПГ.

**«Умеренный экстенсивный рост – новые меры политики».** В этом сценарии принято, что темпы технологической модернизации увеличиваются за счет реализации дополнительных («новых») мер политики. Однако как решимость их вводить, так и их набор могут быть ограниченными. Пакет «новых» мер по повышению эффективности использования энергии, реализация которых способна дать дополнительную экономию энергии в размере 150 млн тут к 2020 г., включает<sup>49</sup>:

- реализацию долгосрочных целевых соглашений по внедрению наилучших доступных технологий и достижению целевых значений индикаторов энергоэффективности в процессах генерации и передачи электроэнергии и тепловой энергии, а также на железнодорожном и трубопроводном транспорте;
- реализацию долгосрочных целевых соглашений по программе «500-500», которая может обеспечить кумулятивную экономию конечной энергии 500 крупными энергоемкими промышленными предприятиями в размере 160 млн тут в 2013-2020 гг. и 500 млн тут в 2013-2030 гг.;
- запуск схемы «белых сертификатов» в промышленности, бюджетной сфере и в жилых зданиях;
- стимулирование внедрения механизма ЭСКО в бюджетной и жилищной сферах, а также в промышленности;
- стандартизацию типового промышленного, бытового и транспортного оборудования по уровням энергоэффективности, а также более строгие требования СНиП по повышению энергоэффективности для зданий;
- увеличение доли капитально ремонтируемых МКД и зданий бюджетной сферы и расширение требований по включению обязательных мер по энергоэффективности в программы капитального ремонта зданий;
- реализацию программ повышения энергоэффективности для малоимущих «Теплый дом» и «Дешевый свет»;
- определение классов энергоэффективности оборудования и зданий и субсидирование их приобретения или строительства;
- предоставление субсидии средним и малым промышленным предприятиям для разработки и реализации программ экономии энергии;
- стимулирование покупки гибридных и малолитражных автомобилей;
- реализацию программы для энергосистем изолированных районов;
- организацию госзакупок энергоэффективного офисного, бытового оборудования и транспортных средств.

---

<sup>49</sup> Подробнее см. (Башмаков, 2014). Многие из них отражены в Протоколе № 4 от 22.11.2013 заседания Президиума Совета при Президенте РФ по модернизации экономики и инновационному развитию.

При развитии по сценарию «умеренный экстенсивный рост – новые меры политики» получается, что (рис. 2):

- выбросы ПГ равномерно снижаются к 2020 г. до 71% от объема 1990 г., а затем – к 2050 г. – до 1769 млн т CO<sub>2-экв.</sub>, что на 35% ниже уровня 1990 г. по трем ПГ (на 41% по CO<sub>2</sub>);
- вклад экономического роста полностью компенсируется снижением энергоемкости ВВП (она снижается в 2007-2020 гг. на 27%). Потребление первичной энергии к 2050 г. возрастает только на 4%. Развитие нетопливных технологий генерации электроэнергии позволяет сначала стабилизировать выбросы, а затем – сформировать тенденцию к их снижению;
- электроэнергетика остается сектором, роль которого в структуре выбросов устойчиво растет.

Дополнительные инвестиции в повышение энергоэффективности дают существенные возможности наращивания экспорта природного газа и нефтепродуктов без увеличения их добычи. Поэтому «новые» меры не только не приводят к торможению роста ВВП, но даже обеспечивают небольшое его ускорение к 2050 г. Альтернативой было снижение объемов добычи нефти и газа и, соответственно, расходов на ее обеспечение.

Остаются открытыми вопросы: можно ли существенно (глубоко) снизить выбросы ПГ к 2050 г., скажем, до уровня 50% от значения 1990 г.; за счет каких мер этого можно добиться и сколько это может стоить.

**«Умеренный экстенсивный рост – решительные меры политики».** В качестве пакета «решительных мер политики» рассмотрены:

- отказ от стратегии на наращивание чистого экспорта электроэнергии с ограничением на уровне не выше 20 млрд кВт-ч;
- стимулирование ускорения развития АЭС и возобновляемых источников энергии: рост выработки электроэнергии на АЭС до 255 млрд кВт-ч в 2030 г. и 373 млрд кВт-ч в 2050 г., на ГЭС – соответственно до 248 и 313 млрд кВт-ч, на ГеоТЭС – до 19 и 54 млрд кВт-ч, а наращивание выработки на прочих НВИЭ – до 48 и 318 млрд кВт-ч;
- введение с 2016 г. налога на углерод в размере 10 долл./т CO<sub>2</sub> с последующим его постепенным повышением до 60 долл. к 2040 г. и до 90 долл. к 2050 г.;
- соответствующее ускоренному внедрению нетопливных источников электроэнергии и введению налога на углерод повышение цен на энергоносители (цена на электроэнергию, вырабатываемую на органическом топливе, в 2050 г. за счет введения этого налога повышается на 10%, а на тепловую энергию – на 16%);
- развитие технологии захвата и захоронения углерода с момента, когда налог на углерод превысит 58 долл./т CO<sub>2</sub>, с ростом объемов захоронения углерода до 19 млн т CO<sub>2</sub> к 2050 г.;
- увеличение производства биотоплива для замены части нефтепродуктов на транспорте в объеме 3 млн т в 2040 г. и 34 млн т в 2050 г.

При развитии по сценарию «умеренный экстенсивный рост – решительные меры политики» (рис. 2):

- выбросы ПГ устойчиво сокращаются на всем временном отрезке до 2050 г., когда они составляют 50% от уровня 1990 г. (41% только по CO<sub>2</sub>). Другими словами,

технически и экономически снижение выбросов на 50% от уровня 1990 г. к 2050 г. возможно;

- в 2020 г. выбросы трех ПГ составляют 69% от уровня 1990 г. (64% только по CO<sub>2</sub>).

С 2041 г. снижение углеродоемкости становится более значимым фактором, чем снижение энергоемкости. Дополнительные инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий позволяют еще более существенно, чем в предыдущем сценарии, обеспечить наращивание экспорта природного газа и нефтепродуктов без увеличения их добычи, что позволило бы снизить капитальные затраты на обеспечение добычи углеводородов на 6 трлн руб. в ценах 2013 г.

**«Умеренный интенсивный рост».** В группе сценариев «умеренный интенсивный рост» предполагается, что к 2020 г. за счет институциональных мер удастся повысить роль конкуренции в экономике и эффективность программ, нацеленных на повышение производительности труда и капиталоемкости, на снижение материало- и энергоемкости, и на этой основе обеспечить удвоение вклада совокупной производительности факторов производства (с 1% в среднем в год в экстенсивном сценарии до 2% в данном сценарии). Все прочие условия трех предыдущих сценариев сохраняются. В сценарии с «решительными» мерами налог на углерод повышается до 100 долл. к 2050 г.

В этом случае темпы роста ВВП оказываются в среднем на 1% в год выше, чем в сценарии экстенсивного роста (рис. 1); энергоемкость снижается быстрее, как из-за более высокого вклада фактора структурных сдвигов в экономике, так и за счет ускорения модернизации оборудования. В итоге, при существенно более динамичном развитии экономики выбросы трех ПГ для сценариев с «действующими», «новыми» и «решительными» мерами политики мало отличаются от аналогичных траекторий для сценариев умеренного экстенсивного развития: в 2050 г. в пределах 30 млн т CO<sub>2</sub>-экв. (рис. 2).

**«Медленный рост – действующие меры политики».** Этот сценарий предполагает сохранение нынешней модели политического, социального и экономического развития при исчерпании источников роста и при неспособности осуществить переход к новой модели развития, адаптацию экономической и социальной политики к сокращению размеров нефтяной ренты при отсутствии эффективных механизмов перелива капиталов из сырьевого в другие сектора экономики. МЭР называет подобный сценарий с падающими темпами роста ВВП, которые в среднем составляют 2,5% в 2013-2030 гг., но к 2030 г. снижаются до 1,6%, – консервативным. Экстраполяция тенденции замедления роста ВВП в 30-40-е годы показывает, что развитие по такой модели может привести сначала почти к нулевому росту, а затем к формированию экономики «шагреновой кожи» – устойчивому снижению ВВП при неспособности повышения эффективности экономики компенсировать снижение занятости и рост ее капиталоемкости (Башмаков, 2011).

Этот сценарий базируется на допущении о снижении численности населения до 119 млн чел. к 2050 г., о медленном (на 0,5% в год) росте производительности факторов производства за счет технологического прогресса, о снижении добычи нефти до 230 млн т к 2050 г., о сохранении уровня добычи природного газа в диапазоне 670-690 млрд м<sup>3</sup> на всем периоде до 2050 г. и о медленном росте цен на нефть до 186 долл./барр. к середине века. При таких допущениях на модели RUS-DVA получается, что нефтегазовый ВВП устойчиво снижается вслед за добычей нефти, а ненефтегазовый растет довольно медленно (на 1,7% в год в 2011-2050 гг.). В итоге, темпы роста российского ВВП снижаются к 2030 г. до 1,2%, а к 2050 г. – до 0,6% и существенно отстают от ожидаемых темпов роста мировой экономики (рис. 1). Динамика ВВП получается даже менее обнадеживающей, чем в консервативном сценарии МЭР. Доля нефтегазового ВВП в

суммарном ВВП снижается с 22% в 2013 г. до 16% в 2020 г., до 12% в 2030 г. и до 9% в 2050 г.

При развитии по сценарию «медленный рост – действующие меры политики» получается, что (рис. 2):

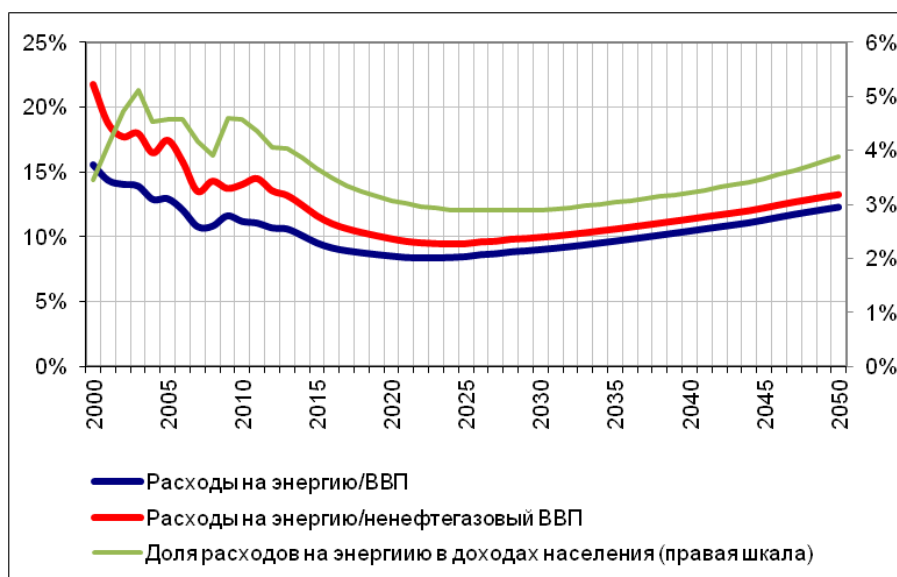
- выбросы ПГ растут и в 2020 г. составляют 71% от уровня 1990 г. по трем ПГ и 67% от уровня 1990 г. по CO<sub>2</sub>, что позволяет даже при действующих мерах политики и даже при неполной степени их реализации выполнить требование Указа Президента «О сокращении выбросов парниковых газов»;
- выбросы трех ПГ на всем интервале не превышают значения 2012 г. (1969 млн т CO<sub>2-ЭКВ</sub>). Выбросы растут, в основном, в электроэнергетике;
- основную роль в снижении выбросов играют снижение численности населения и повышение энергоэффективности.

Анализ допущений и результатов прогнозных расчетов сценария по таким критериям, как достаточность ресурсной базы для обеспечения добычи нефти и газа, а также возможность сохранения важного положения России на глобальных рынках энергоресурсов, показал довольно большую его противоречивость. При развитии по сценарию «медленный рост – действующие меры политики»:

- суммарная добыча природного газа в 2013-2050 гг. равна 25,8 трлн м<sup>3</sup>, необходимые для обеспечения и поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение 30 лет запасы равны 45,9 трлн м<sup>3</sup>. Такие кумулятивные уровни добычи газа могут быть обеспечены запасами с вероятностью 95%;
- экспорт российского газа достигает пика в 2030 г. (примерно 280 млрд м<sup>3</sup>) и затем медленно снижается до 192 млрд м<sup>3</sup> к 2050 г. из-за роста внутреннего спроса, в основном, в электроэнергетике и на автомобильном транспорте;
- суммарная добыча нефти в 2013-2050 гг. равна 15,7 млрд т., а необходимые для ее обеспечения и поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение еще 10 лет запасы нефти равны 18,9 млрд т. Такие уровни добычи могут быть обеспечены запасами с вероятностью не более 62%;
- при снижении добычи нефти и роста внутреннего спроса на жидкое топливо экспорт нефти и нефтепродуктов снижается к 2050 г. до 137 млн т даже при значительном росте использования на транспорте природного газа.

После снижения к 2020 г. отношения расходов на энергию к ВВП, расходов на энергию в нефтегазовом секторе к нефтегазовому ВВП, а также доли расходов населения в доходах эти показатели начинают расти и в 40-х годах выходят за пределы экономической доступности энергии для потребителей (рис. 5), что является тормозом развития экономики. Другими словами, без реализации «новых» мер политики даже такие низкие темпы экономического роста оказываются нереализуемыми из-за роста доли энергетических издержек в результате крайне медленной модернизации, что ведет к потере конкурентоспособности. Вопрос осуществления широкого набора мер политики для оздоровления экономического роста становится и вопросом о возможности его сохранить.

**Рисунок 5. Отношение расходов на энергоносители к доходам**



Источник: автор.

**«Медленный рост – новые меры политики».** В этом сценарии приняты допущения о том, что темпы технологической модернизации увеличатся за счет реализации «новых» мер политики, в основном, в сфере повышения энергоэффективности (см. выше). Масштабы применения тех из них, которые связаны с новым строительством, ниже, чем в сценариях с динамичным и умеренным ростом по причине меньшей инвестиционной активности. При развитии по сценарию «медленный рост – новые меры политики» получается, что:

- выбросы ПГ достигают максимума в 2012 г., а затем снижаются:
  - к 2020 г. до 1830 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$ , что на 33% ниже уровня 1990 г. по трем ПГ (на 37% по  $\text{CO}_2$ );
  - к 2050 г. до 1353 млн т  $\text{CO}_2\text{-экв.}$ , что на 50% ниже уровня 1990 г. по трем ПГ (на 57% по  $\text{CO}_2$ );
- вклад роста ВВП на душу населения в рост выбросов с избытком компенсируется снижением численности населения и энергоемкости (она снижется в 2007-2020 гг. на 24%, а к 2050 г. – на 53%);
- потребление первичной энергии ежегодно снижается, а даже умеренное развитие нетопливных технологий генерации электроэнергии позволяет повысить их долю до 50% к 2050 г.;
- в электроэнергетике выбросы  $\text{CO}_2$  сначала снижаются и только в 40-х годах медленно растут.

Дополнительные инвестиции в повышение энергоэффективности дают существенные возможности наращивания экспорта природного газа. В 2050 г. экспорт оказывается равным 317 млрд  $\text{м}^3$ , что на 125 млрд  $\text{м}^3$  больше, чем в сценарии «медленный рост – действующие меры политики». За счет повышения энергоэффективности отношение расходов на энергию к ВВП и расходов на энергию к доходам домохозяйств практически не выходит за пороги экономической доступности энергии на всем интервале времени.

Таким образом, даже при ограничении мер политики только пакетом «новых» мер, без перехода к реализации пакета «решительных» мер, удастся решить задачу снижения выбросов на 50% от уровня 1990 г.

Дополнительные инвестиции в развитие энергоэффективных технологий в сценарии «медленный рост – новые меры политики» позволяют обеспечить наращивание экспорта природного газа без увеличения добычи.

### 3 Сравнение результатов модельных экспериментов по 11 сценариям

**Не ограничение на выбросы ПГ стало тормозом экономического роста, а напротив, его торможение по совершенно другим причинам и пересмотр перспектив развития экономики стали фактором кратного снижения верхних оценок будущих уровней выбросов ПГ.** За 6 лет (2008-2014 гг.) послекризисный пересмотр возможностей развития экономики привел к снижению максимальных оценок выбросов ПГ на 2050 г. на 1300-3600 млн т CO<sub>2-экв.</sub> (см. анализ прогнозов выбросов в (Башмаков и Мышак, 2014)). Это сопоставимо или существенно превышает выбросы в 2013 г.

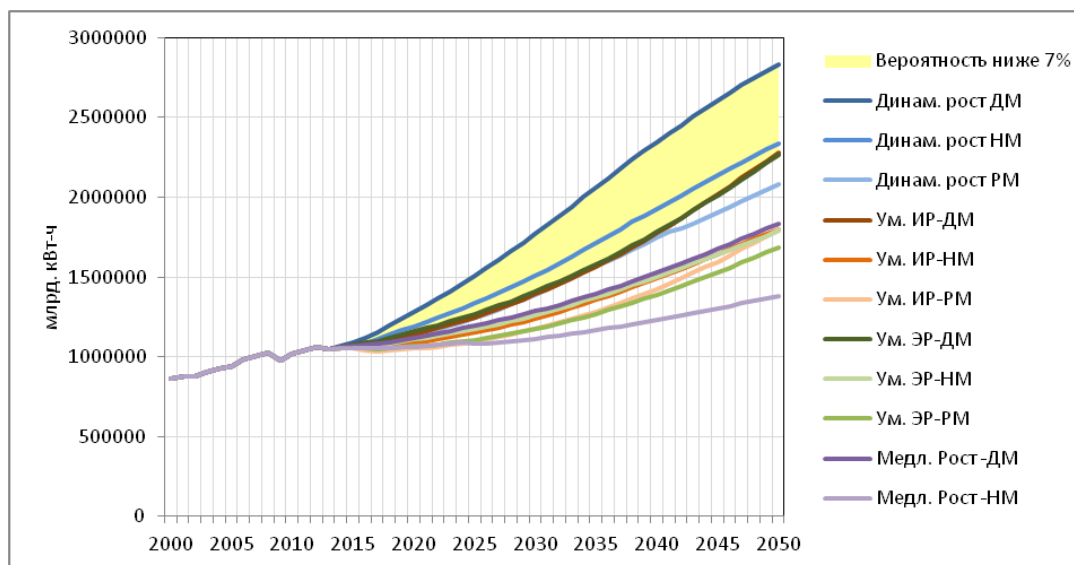
**С очень большой вероятностью выбросы трех ПГ сектором «энергетика» до 2060 г. выйдут на абсолютный верхний предел (пик), который, по меньшей мере, будет на 13% ниже объема выбросов 1990 г.** Развитие по сценариям с «действующими» мерами политики формирует зону «базовой» линии, которая до 2050 г. не достигает значения 1990 г. (рис. 2). В 2020 г., за исключением крайне маловероятного для реализации «форсированного» сценария, возможно выполнение требований целевой установки Указа № 752. Для этого нужно как повысить эффективность реализации «действующих» мер политики, так и запустить ряд «новых». В 2050 г. в сценариях с «новыми» мерами политики выбросы ПГ с большой вероятностью не превышают 65% от объема 1990 г. В сценариях с «решительными» мерами политики выбросы ПГ к 2050 г. снижаются до 50% от объема 1990 г.

**Потребление первичной энергии будет расти медленно.** В большей части сценариев, вероятность реализации которых достаточно велика, потребление первичной энергии растет в 2013-2050 гг. не более чем на 1% в год. В сценариях с «новыми» и «решительными» мерами политики рост не превышает в среднем 0,3%, а в сценариях с медленным ростом потребление первичной энергии может начать сокращаться. Россия близка к тому, чтобы перейти на траекторию развития с постоянным или даже снижающимся потреблением первичной энергии, по которой уже около десятилетия развиваются страны ОЭСР (IEA, 2013) и будут развиваться до 2035 г. (IEA, 2013a).

**Потребление электроэнергии будет расти медленно до 2020 г., а затем несколько ускорится.** С наибольшей вероятностью среднегодовые темпы роста потребления электроэнергии составят в 2013-2050 гг. 0,8-2,2%. Это выше, чем ожидаемые темпы роста электропотребления для стран ОЭСР (0-0,6% в год, IEA, 2013). Однако в период до 2020 г. и в России потребление электроэнергии будет расти довольно медленно – на 0,2-1,2% в год – и достигнет к 2020 г. 1050-1200 млрд кВт-ч (рис. 6). Только за пределами 2020 г. по мере электрификации основных секторов экономики, удорожания топлива и развития «зеленых» и ядерных технологий генерации электроэнергии рост ее потребления ускорится. Доля расходов первичной энергии, идущих на генерацию электроэнергии, устойчиво растет во всех сценариях, равно как и доля электроэнергетики в структуре выбросов ПГ, связанных со сжиганием топлива.



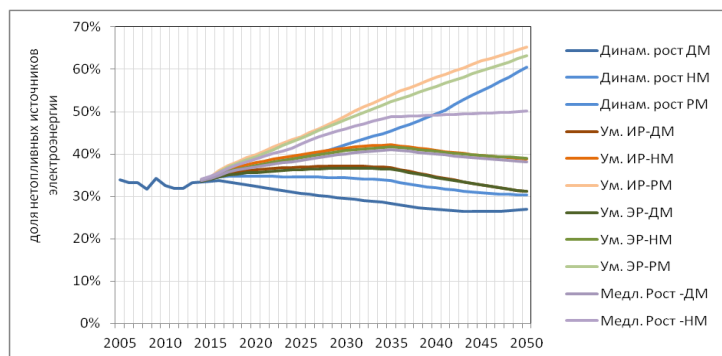
**Рисунок 6. Динамика потребления электроэнергии для различных сценариев**



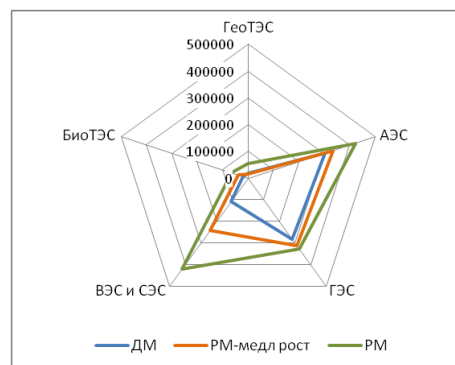
Источник: автор.

Доля электроэнергии, вырабатываемой на низкоуглеродных источниках, – функция как динамики потребления электроэнергии, так и развития этих источников. В 2000-2013 гг. эта доля не выросла, оставаясь в диапазоне 33-35%. К 2050 г. в зависимости от динамики спроса на электроэнергию и успехов в развитии АЭС и «зеленой» генерации она в сценариях с «действующими» мерами политики может снизиться до 31%; в сценариях с «новыми» мерами политики – оказаться в диапазоне 39-50%; а в сценариях с «решительными» мерами – вырасти до 60-65% (рис. 7а).

**Рисунок 7. Динамика доли низкоуглеродных источников электроэнергии в суммарной выработке (а) и масштабы их применения для различных сценариев (б)**



а



б (2050 г. млн кВт-ч)

Источник: автор.

В России решения в пользу поддержки разных видов развития низкоуглеродной генерации базируются, в основном, не на экономических и экологических, а на политических, включая оборонные, соображениях. Мировая атомная энергетика уже много лет находится на спаде: доля АЭС в мировой выработке электроэнергии снижается с 1996 г., в потреблении первичной энергии – с 2002 г., а с 2006 г. снижается и абсолютный объем генерации электроэнергии на АЭС. Все эти тенденции сформировались задолго до аварии на АЭС в Фукусиме в 2011 г. Напротив, в России, согласно многим

официальным документам, намечены планы значительного расширения строительства АЭС как для замещения выбывающих мощностей, так и для их наращивания с доведением установленной мощности до 29-35 ГВт к 2020 г. и в последующем до 45-50 ГВт к 2040 г. Планы по развитию АЭС реализуются медленнее намеченного<sup>50</sup> из-за: существенного удорожания строительства АЭС за последние 10 лет – с 1000 долл./кВт установленной мощности до 6000-7000 долл./кВт (WNESR, 2013); истощения сырьевой базы природного урана; накопления больших объемов отработанного ядерного топлива и нерешенных проблем по обращению с этими отходами; недостатка квалифицированных кадров; отрицательного общественного мнения в отношении развития атомной энергетики и огромных потребностей в бюджетной поддержке при росте напряженности российского бюджета.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 20.09.2008 № 705, на программу деятельности государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» в 2009-2015 гг. планировалось выделить из бюджета 820 млрд руб. Согласно Распоряжению Правительства РФ от 17.12.2013 № 2375-Р «О предоставлении Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» за счёт бюджетных ассигнований, предусмотренных на 2013 год, субсидии в виде имущественного взноса Российской Федерации на развитие атомного энергопромышленного комплекса» в 2013 г. Государственной корпорации «Росатом» за счет бюджетных ассигнований было предоставлено 80,6 млрд руб., включая расходы на сооружение атомных электростанций за рубежом в размере 22,45 млрд руб. То есть российский федеральный бюджет субсидирует развитие АЭС не только в России, но и в других странах, и только за один год в объеме, который превосходит ассигнования федерального бюджета на цели повышения энергоэффективности за 10 лет.

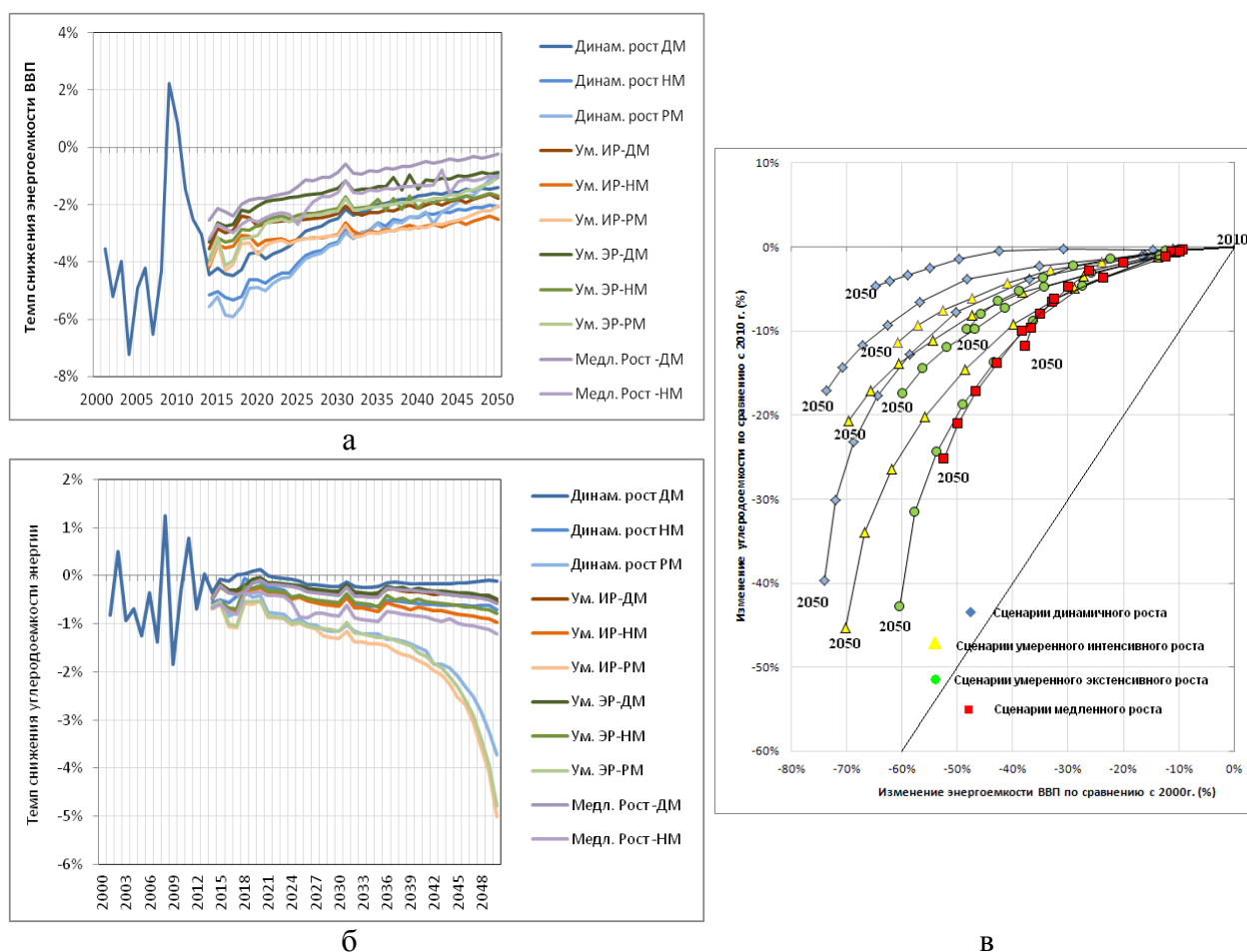
Степень господдержки развития возобновляемых источников генерации электроэнергии существенно ниже. Постановление Правительства РФ № 449 от 28.05.2013 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» имеет целью обеспечить рост выработки электроэнергии до примерно 30 млрд кВт-ч к 2020 г. Россия еще далека от ситуации в мире, где в 2012 г. более половины всех введенных генерирующих мощностей пришлось на долю возобновляемых источников генерации. Однако на временном горизонте до 2050 г. эта ситуация может существенно измениться. Поэтому степень неопределенности с развитием этих источников генерации выше, чем с другими (рис. 7б). Удельные капиталовложения в строительство источников на НВИЭ в 2-5 раз ниже, чем для АЭС, и в отличие от последних, имеют тенденцию к снижению. Это делает их привлекательной альтернативой даже при условии в 2-3 раза меньшего коэффициента использования установленной мощности.

**По мере затухания темпов экономического роста замедляются темпы снижения энергоемкости (из-за снижения вклада структурного фактора и сокращения разрыва с технологической границей), и для снижения выбросов ПГ все более значимым становится внедрение низкоуглеродных технологий.** Темпы снижения энергоемкости ВВП определяются интенсивностью структурных сдвигов в экономике: чем быстрее рост, тем значительнее вклад структурных сдвигов (Башмаков и Мышак, 2011). По мере замедления экономики разница в темпах роста энергоемких и малоэнергоемких видов деятельности сокращается, что ведет к снижению вклада фактора структурных сдвигов

<sup>50</sup> Как, например, в случае с Балтийской АЭС, когда уже начатый проект был законсервирован по причине отсутствия спроса на импорт электроэнергии от этой станции.

как в экономике в целом, так и в структуре промышленного производства. По мере модернизации технологий и сокращения разрыва с параметрами энергоэффективности НДТ дальнейший прогресс в снижении технологического расхода энергии на единицу продукции, работ и услуг дается сложнее, и прогресс замедляется. Эти два фактора определяют замедление темпов снижения энергоемкости ВВП (рис. 8а) в сценариях с «действующими» мерами политики до 1-2% в год (до 0,2% в сценарии с медленным ростом); в сценариях с «новыми» мерами политики – до 1-2,5% и до несколько более низких значений в сценариях с «решительными» мерами за счет роста расхода на собственные нужды электростанций при использовании технологии захвата и захоронения углерода и роста использования АЭС<sup>51</sup>.

**Рисунок 8. Динамика энергоемкости ВВП (а), углеродоемкости первичной энергии (б) и соотношение темпов изменения этих параметров для различных сценариев (в)**



Источник: автор.

Для того чтобы перекрыть влияние фактора роста ВВП и обеспечить снижение выбросов ПГ, необходимо ускорение снижения углеродоемкости первичной энергии до 2030 г. в диапазонах, которые имели место в 2000-2012 гг., а затем существенно более динамично (рис. 8б). Для сценариев с «действующими» мерами политики снижение углеродоемкости не превышает на всем временном горизонте 0,6% в год, а для сценариев с «новыми»

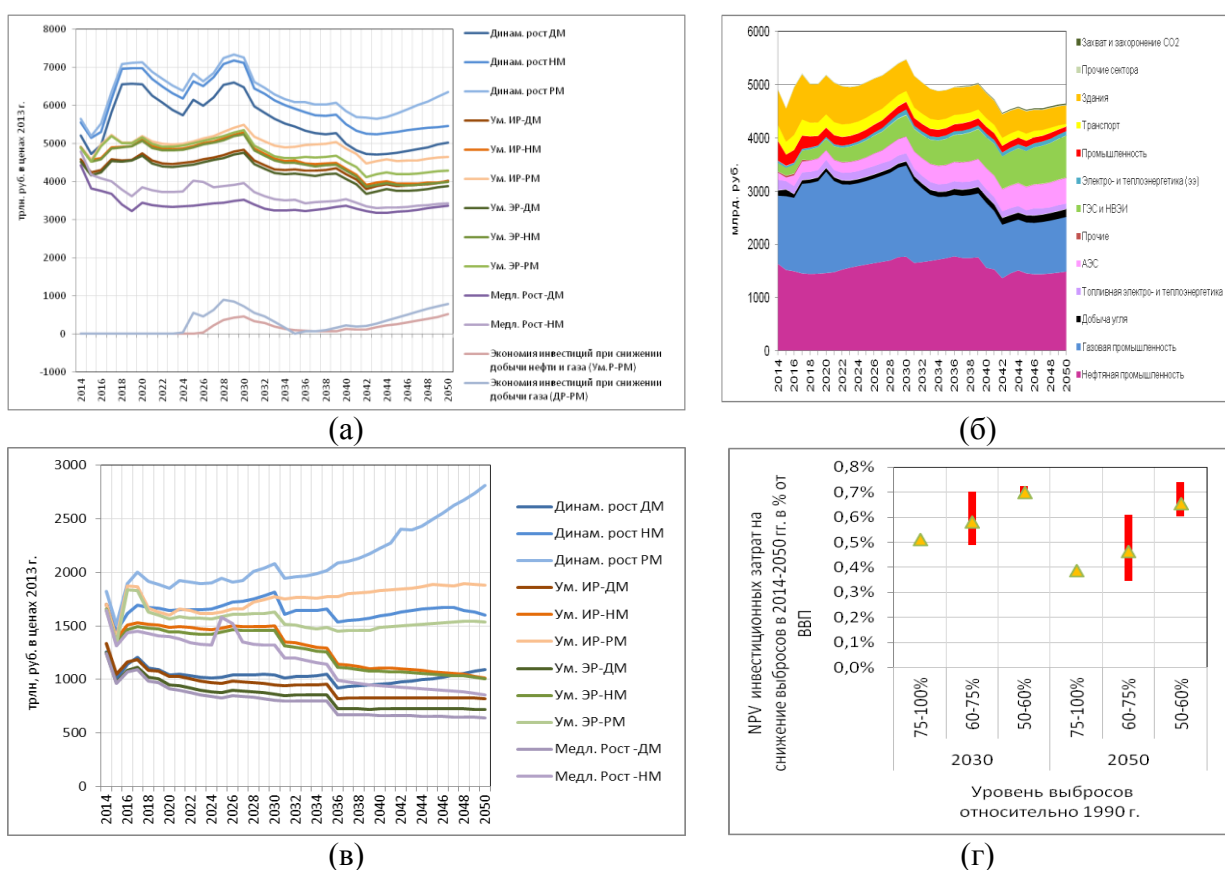
<sup>51</sup> АЭС учитывается в ЕТЭБ по методу физического содержания энергии при допущении, что КПД получения электроэнергии из пара равен 33%. К 2050 г. это ниже КПД топливных станций. Поэтому рост доли АЭС при таком методе их включения в энергобаланс дает замедление снижения энергоемкости.

мерами политики – 1,2% в год. Только для сценариев с «решительными» мерами снижение резко ускоряется к концу периода до 3,7-5% в год.

До 2030-2040 гг. задача ограничения выбросов решается, в основном, за счет повышения энергоэффективности, а затем за счет развития низкоуглеродной генерации активно включаются факторы снижения углеродоемкости (рис. 8в).

**Меры по снижению выбросов обходятся менее чем в 1% ВВП, не приводят к торможению экономического роста, а при наличии ограничений на емкость внешних рынков для российских углеводородов позволяют снижать прогнозируемые объемы добычи нефти и газа и, соответственно, расходы на освоение новых месторождений.** Объем и динамика капитальных вложений в производство энергоресурсов и в повышение энергоэффективности существенно зависит как от профиля добычи органического топлива и развития источников топливной и низкоуглеродной генерации, так и от объемов вложений в повышение энергоэффективности. В ценах 2013 г. суммарные капитальные вложения в 2014-2050 гг. составляют 125-233 трлн руб. Инвестиции в обеспечение добычи и транспорта углеводородов доминируют во всех сценариях (рис. 9а) и в большей степени, чем инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий и в повышение энергоэффективности, определяют профиль динамики суммарных инвестиций (рис. 9б).

**Рисунок 9. Характеристики динамики капитальных вложений в производство энергоресурсов и повышение энергоэффективности**



(а) Динамика капитальных вложений в производство энергоресурсов и повышение энергоэффективности; (б) Структура капитальных вложений для сценария умеренного инновационного роста с «решительными» мерами политики; (в) Динамика капитальных вложений в развитие низкоуглеродных технологий и повышение энергоэффективности; (г) Изменение отношения дисконтированных капитальных вложений к дисконтированному ВВП в зависимости от уровня снижения выбросов (при норме дисконтирования 5%).

Источник: автор.

Инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий и повышение энергоэффективности в зависимости от сценария в 2014-2050 гг. равны 30-78 трлн руб. в ценах 2013 г. Потребность в них определяется как темпами экономического роста, так и интенсивностью реализации «новых» и «решительных» мер политики. Реализация первых обходится в 13-23 трлн руб. в ценах 2013 г., а вторых – дополнительно еще в 10-17 трлн руб. Дополнительные суммарные дисконтированные капитальные вложения не превышают 0,8% дисконтированного ВВП (рис. 9г). На фоне снижения инвестиционной активности в нефтегазовом секторе с 4,4% ВВП в 2013 г. до 0,8-1,2% в 2050 г. это даст дополнительный импульс экономическому росту, а не затормозит его.

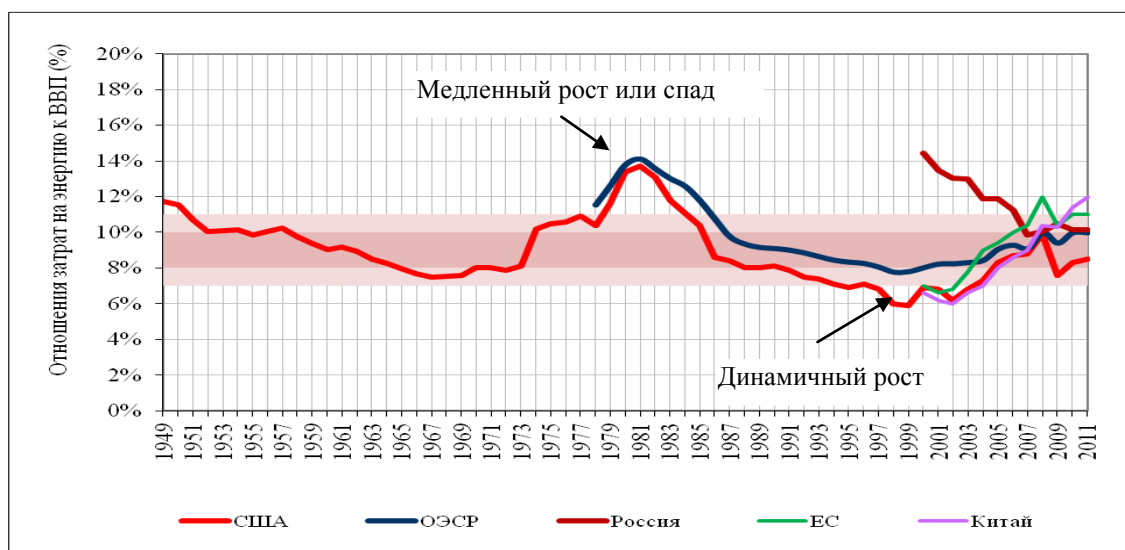
**Дополнительные инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий и энергоэффективность обеспечивают возможности существенного наращивания экспорта природного газа и нефтепродуктов без увеличения их добычи.** Инвестиции в развитие низкоуглеродных технологий и повышение энергоэффективности в 6-10 раз меньше капитальных затрат в обеспечение добычи и транспорта органического топлива. Удельные капитальные вложения на единицу экономии энергии в 2-3 раза ниже, чем в обеспечение прироста ее производства за счет низкоуглеродных технологий и многократно ниже удельных капитальных вложений в освоение новых месторождений углеводородов. В 30-40-х годах огромные капитальные вложения в нефтегазовый сектор не позволят даже удерживать объемы производства. При ограничениях на возможности экспорта российских углеводородов эти капитальные вложения можно существенно снизить – дисконтированная экономия на капитальных вложениях в развитие нефтегазового сектора может превысить 0,2-0,3% дисконтированного ВВП.

**Введение «новых» мер позволяет снизить отношение расходов на энергию к ВВП, а «решительных» – лишь немного его увеличивает, но сохранит на более низком уровне, чем в случае опоры только на «действующие» меры политики.** Один из законов трансформации энергетической базы цивилизации (Bashmakov, 2007) гласит: отношение (доля) расходов на энергию к доходу (ВВП, валовому выпуску) в долгосрочном плане остается относительно стабильным с очень ограниченной зоной колебаний вокруг весьма устойчивого на длительных отрезках времени диапазона отношений (8-11% от ВВП, или 4-5% от валового выпуска). Когда из-за роста цен на энергию имеет место существенный «заступ» за верхнюю границу (порог) платежной способности, экономическая недоступность энергии замедляет экономический рост. Подобные пороговые значения способности потребителей платить за энергоресурсы существуют и в отдельных секторах: в промышленности (10-15%), на транспорте (2-4% от доходов) и в жилищной сфере (2-4% от доходов). Они универсальны в пространстве (очень близки для разных стран, находящихся на разных уровнях развития) и во времени – устойчивы на протяжении многих десятилетий (рис. 10а). М. Грабб проверил справедливость «константы Башмакова» (расходы на энергообеспечение/ВВП  $\approx$  10%) на выборке по развитым странам и пришел к выводу, что она четко проявляется (Grubb, 2014). Помимо прочего, это означает наличие правила «минус единица», определяющего долгосрочное соотношение уровня цен на энергию и эффективности ее потребления. В странах, где цены на энергию относительно выше, энергоемкость ВВП в среднем ниже на такую же величину. В долгосрочном плане повышение цен на 1% ведет к снижению энергоемкости на 1% за счет изменения используемых технологий, поведения и структуры экономики.

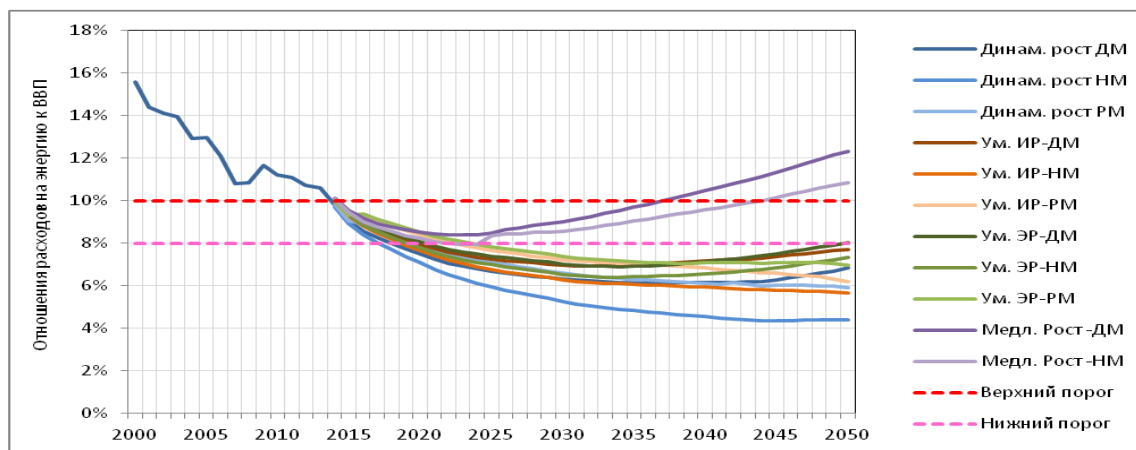
Для многих сценариев при допущении о высоком вкладе производительности факторов производства и за счет реализации «новых» мер политики (при взятом курсе на медленный рост цен на энергоносители) получается, что со временем происходит существенное повышение экономической доступности энергии, что является залогом снижения издержек и ускорения роста экономики. Однако после 2020-2025 гг. это

отношение далеко выходит уже за нижнюю границу диапазона колебаний, что снижает мотивацию к экономии энергии. Наиболее резкое падение отношения характерно для сценариев с динамичным и интенсивным ростом, вероятность реализации которых сравнительно невелика. В сценарии «медленный рост – действующие меры политики» это отношение уже в 2037 г. пересекает верхнюю границу в 10%, что становится одной из причин невозможности ускорить рост. В этом сценарии, равно как и в других двух семействах сценариев, реализация «новых» мер политики позволяет удерживать параметры доступности энергии в приемлемых границах.

**Рисунок 10. Динамика отношения расходов на энергию к ВВП**



(а)



(б)

(а) Для разных стран и групп стран в 1949-2011 гг. (б) Для России для разных сценариев.

Источник: автор.

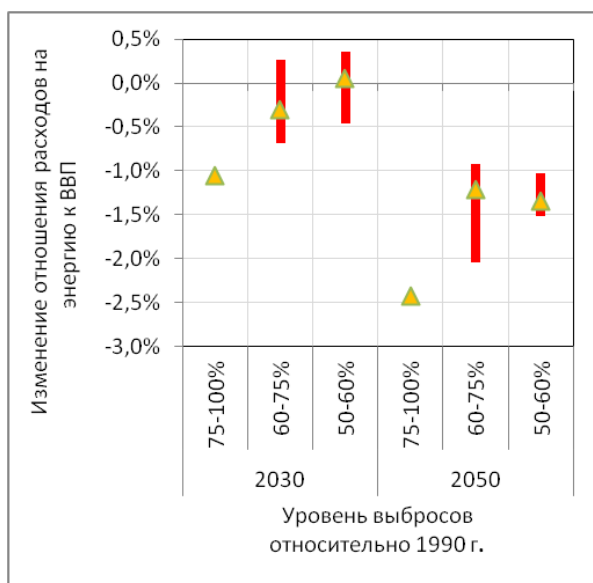
Введение «новых» мер, которые позволяют экономить энергию дешевле, чем обходится ее покупка, позволяет снизить долю расходов на энергию по сравнению со сценариями с «действующими» мерами (рис. 11а). Реализация «решительных мер» ведет к повышению доли расходов на энергию, но даже при глубоком сокращении выбросов она остается ниже, чем при использовании только пакета «действующих» мер. Другими словами, затраты на энергоснабжение потребителей не выходят за пределы экономической доступности даже при снижении выбросов ПГ до 50% от уровня 1990 г. Для того чтобы сохранялась мотивация для ускоренного повышения энергоэффективности, цены на

энергию должны быть в 2030 г. примерно на 30-40% выше, чем дает МЭР в прогнозе, опубликованном в ноябре 2013 г.

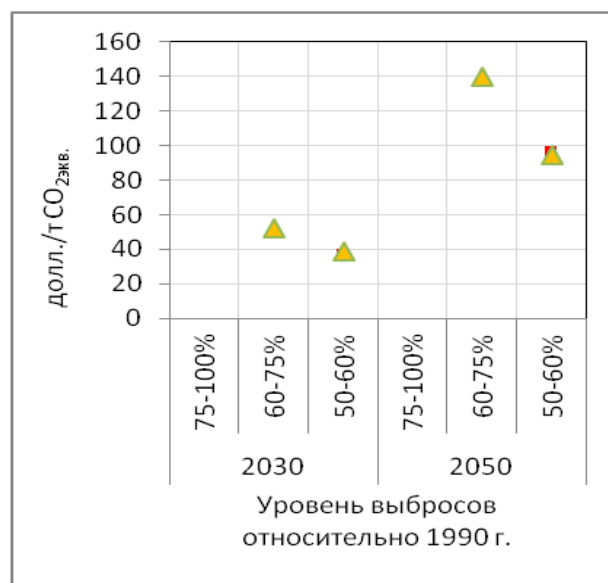
**В сценариях с умеренными темпами роста снизить выбросы до уровня 50% от значения 1990 г. можно при введении цены углерода и ее увеличении до 90-100 долл./т CO<sub>2-экв.</sub> к 2050 г.** Введение налога на уровне 100 долл./т CO<sub>2-экв.</sub> к 2050 г. повышает цену природного газа для конечного потребителя на 54%, угля в 2,3 раза, электроэнергии – на 10%, а тепловой энергии – на 16%.

В сценариях динамичного роста и умеренного интенсивного роста с «действующим» пакетом мер политики для удержания объемов экспорта природного газа в пределах не менее 100 млрд м<sup>3</sup> необходимо повышение цены на газ на 60-120%, что ведет к более значительному повышению тарифов на электроэнергию, чем в сценарии с налогом в размере 140 долл./т CO<sub>2-экв.</sub> При медленном экономическом росте для обеспечения снижения выбросов на 50% введения налог на углерод не требуется. Вопрос в том, кому достанутся дополнительные доходы: производителям природного газа (от повышения внутренних цен на газ) или бюджету (от введения налога на углерод). В зависимости от схемы сбора налога он мог бы принести в 2016-2050 гг. 50-100 трлн руб. (в текущих ценах), что сопоставимо с инвестициями в развитие низкоуглеродных технологий и повышение энергоэффективности.

**Рисунок 11. Зависимость изменения отношения расходов на энергию к ВВП от глубины снижения выбросов ПГ (а) и зависимость последней от уровня цены углерода (б)**



(а)



(б)

Источник: автор.

В среднем, при повышении цены углерода на 1 долл./т CO<sub>2-экв.</sub> на уровне 2050 г. за счет повышения эффективности использования энергии и замещения одних видов топлива другими выбросы снижаются на 1,6 млн т CO<sub>2-экв.</sub> Поскольку решения о развитии низкоуглеродных технологий принимаются в значительной мере не по экономическим соображениям, точно оценить эффект от повышения цен на углерод довольно сложно. При росте цены углерода до 90-140 долл./т CO<sub>2-экв.</sub> к 2050 г. масштабы применения технологии захвата и захоронения углерода в России можно оценить в диапазоне 19-55 млн т CO<sub>2-экв.</sub>, или порядка 1-3% от выбросов 2050 г.

Оценки показывают, что наиболее вероятна реализация сценариев умеренного экстенсивного роста с пакетами «новых» и «решительных» мер политики или медленного роста с «новыми» мерами политики, которым соответствует объем выбросов ПГ в 2050 г. 1360-1770 млн т CO<sub>2</sub>-экв., что равно 50-65% от объема 1990 г.<sup>52</sup> Сценарии «динамичного роста» оказались практически нереализуемыми (рис. 12а). Полученные для них оценки динамики выбросов носят чисто иллюстративный характер и не имеют практической значимости. В несколько меньшей мере это относится и к сценариям «умеренного интенсивного роста». Реализация сценария «экстенсивного роста с действующими мерами политики» не позволяет обеспечить необходимые объемы экспорта природного газа.

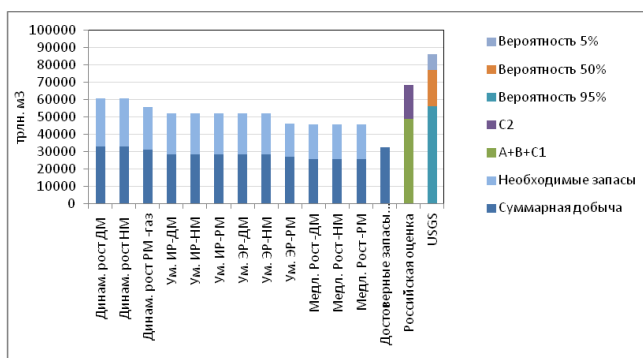
**Рисунок 12. Анализ относительной вероятности реализации отдельных сценариев**

	Относительная вероятность реализации сценария	Ресурсы газа	Ресурсы нефти	Производительность факторов	Объемы экспорта газа	Объемы экспорта нефти и нефтепродуктов	Доля расходов на энергию	Реализация мер
Динам. рост ДМ	4%	85%	47%	10%	25%	100%	85%	100%
Динам. рост НМ	7%	85%	47%	10%	75%	100%	70%	75%
Динам. рост РМ	4%	95%	47%	10%	100%	50%	86%	50%
Ум. ИР-ДМ	18%	95%	50%	50%	25%	75%	94%	100%
Ум. ИР-НМ	47%	95%	50%	50%	75%	100%	83%	75%
Ум. ИР-РМ	46%	95%	50%	50%	100%	100%	93%	50%
Ум. ЭР-ДМ	35%	95%	50%	75%	25%	100%	95%	100%
Ум. ЭР-НМ	100%	95%	50%	75%	100%	100%	89%	75%
Ум. ЭР-РМ	72%	95%	50%	75%	100%	100%	96%	50%
Медл. Рост -ДМ	62%	95%	62%	100%	50%	50%	100%	100%
Медл. Рост -НМ	93%	95%	62%	100%	100%	50%	100%	75%

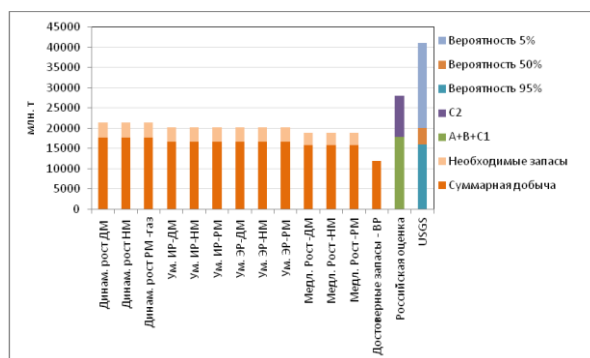
  

0-20%	20-40%	40-60%	60-80%	80-100%
-------	--------	--------	--------	---------

(а) Итоговая оценка относительной вероятности реализации сценариев по 7 отобранным критериям



(б) Оценка обеспеченности добычи природного газа ресурсами



(в) Оценка обеспеченности добычи нефти ресурсами

Источник: автор.

Основная часть сценариев имеет адекватное обеспечение добычи природного газа его ресурсами (рис. 12б), чего нельзя сказать о нефти (рис. 12в). Критерий «реализация мер» отражает как оценку решимости их запустить, так и их ожидаемой результативности. Вероятность по этому критерию снижается по мере расширения набора мер.

<sup>52</sup> Относительная вероятность реализации сценария оценивалась на основе 7 независимых критериев соответствия итогов реализации сценариев их допущениям (рис. 50а). Поскольку критерии являются независимыми, вероятности по каждому из них перемножались. Для получения относительной вероятности все произведения нормировались на максимальное полученное значение.



## 4 Ответы на восемь основных вопросов

Ниже основные выводы данной работы сформулированы в форме ответов на 8 основных вопросов в сфере выявления траекторий динамики выбросов ПГ в России и оценки эффективности разных мер политики контроля эмиссии ПГ от сектора «энергетика» и на один главный вопрос: какие обязательства по контролю выбросов ПГ может взять на себя Россия в период до 2030 г. и до 2050 г.?

**Вопрос 1. Оценка концепции наличия «естественного» абсолютного верхнего предела роста выбросов ПГ при отсутствии специальных мер климатической политики. Есть ли этот предел? Если есть, то каков он? Почему его нельзя превзойти?** Абсолютный предел роста выбросов ПГ сектором «энергетика» России есть. С большой вероятностью даже при реализации только пакета «действующих» мер политики он не превышает значения 1990 г., равного 2715 млн т CO<sub>2-экв</sub>. Он не может быть превышен по причине (а) малой вероятности сочетания высоких темпов роста экономики и низких темпов инноваций, (б) малой вероятности быстрого роста потребления органического топлива при высоких темпах внедрения инноваций и (в) постепенного замедления экономического роста. С большой вероятностью пик выбросов будет достигнут в 30-40-х годах. При успешной реализации пакета «новых» мер политики на пике выбросы ПГ не превысят 75% от значения 1990 г.

**Вопрос 2. Можно ли уточнить параметры связи климатической политики с модернизацией и повышением энергоэффективности экономики? Есть ли синергия эффектов при решении этих задач, и насколько она велика?** Повышение энергоэффективности является основой для снижения издержек производства, повышения общей эффективности экономики и обеспечения ее устойчивого роста. Ограничиться только «действующими» мерами политики до 2050 г. не получается по причине необходимости решения чисто экономических проблем: конфликта быстрого роста потребности в жидком топливе и природном газе при стабилизации или снижении уровней их добычи и соответствующего сжатия экспортного потенциала, сложности обеспечения высоких уровней добычи адекватными запасами нефти и газа и недопустимости обвала экспорта природного газа или превращения России в его импортера. В период до 2030-2035 гг. повышение энергоэффективности в качестве косвенного эффекта будет существенно ограничивать рост выбросов. После этого акцент в замещении органического топлива сдвинется в сторону низкоуглеродных технологий генерации электроэнергии, тепла и жидкого топлива. Снижение потребности в энергии и топливе позволяет контролировать динамику выбросов ПГ и удерживать ее на низком уровне. Напротив, меры климатической политики, такие как введение налога на углерод, позволят ускорить процесс повышения энергоэффективности и создать источник финансирования дополнительных капитальных вложений в энергоэффективность и низкоуглеродные технологии.

**Вопрос 3. Каковы прямые и косвенные эффекты отдельных специальных мер политики и инструментов контроля эмиссии ПГ от сектора «энергетика» России?** Предварительная оценка эффектов от специальных мер политики по контролю над выбросами ПГ от сектора «энергетика» возможна. Для этих целей должны быть разработаны специальные модельно-расчетные комплексы, подобные тому, который использовался в данной работе. Только на этой основе в ходе вычислительных экспериментов можно проводить оценку системного эффекта от мер политики. Чем более развит модельный аппарат, тем более широкий набор мер политики и более адекватно можно имитировать с его помощью. Однако жизнь богаче любой модели, а дьявол всегда скрывается в деталях запуска мер и механизмов, поэтому на любой модели можно

получить только приблизительные оценки эффектов от возможной реализации специальных мер политики.

**Вопрос 4. На сколько можно снизить выбросы ПГ до 2050 г. и за его пределами, не жертвуя экономическим ростом, по сравнению с уровнем 1990 г.?** Практически до уровня 50% от значения 1990 г. при готовности и способности ввести и реализовать пакеты «новых» и «решительных» мер политики. Что касается выполнения требований Указа Президента № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» об удержании в 2020 г. выбросов на 25% ниже уровня 1990 г., то они будут выполнены с очень большой вероятностью.

**Вопрос 5. Как растут затраты по мере роста обязательств по ограничению выбросов?** Дополнительные инвестиции в низкоуглеродные технологии и в меры по повышению энергоэффективности не превышают 1% ВВП. При ограниченной емкости внешних рынков для высвобождаемых за счет реализации этих мер российских углеводородов эти дополнительные инвестиции в значительной степени перекрываются снижением затрат на освоение новых удаленных месторождений и прокладку от них трубопроводов. Введение пакета «новых» мер политики за счет получения значительной экономии энергии позволяет снизить долю расходов на энергию в ВВП, а «решительных» – лишь немного его увеличивает, но оставляет заметно ниже уровня, характерного для развития при использовании только пакета «действующих» мер политики. Чтобы выбросы ПГ в 2050 г. не превышали 50% от значения 1990 г., нужно ввести налог на углерод и к 2050 г. повысить его до 90-140 долл./т CO<sub>2</sub>-экв. Он оказывает меньшее повышательное влияние на цены энергоносителей, чем повышение цен на газ в сценариях с быстрым экономическим ростом, необходимое для того, чтобы ограничить рост внутреннего спроса и избежать превращения России в импортера природного газа.

**Вопрос 6. Приводит ли введение ограничений по эмиссии ПГ к торможению экономического роста? Если приводит, то начиная с какого уровня ограничений?** Анализ не показал, что именно введение ограничений по эмиссии ПГ является тормозом экономического роста, поскольку меры по контролю над выбросами ПГ высвобождают дополнительные ресурсы углеводородов на экспорт и дают дополнительный импульс экономическому росту. Существенно более значимыми ограничениями роста являются неспособность удержать от динамичного падения нефтегазовый ВВП и неспособность повысить эффективность экономики и совокупную производительность факторов производства и снизить издержки. На этом фоне возможные положительные или негативные эффекты от реализации политики контроля над выбросами ПГ дают эффекты существенно меньшего порядка. Дополнительные капитальные вложения в низкоуглеродные технологии нельзя считать потерями роста, поскольку это инвестиции с существенно более высокой капиталоотдачей, чем замещаемые инвестиции в развитие нефтегазового комплекса.

**Вопрос 7. Каково «пространство решений»? Какие меры политики дают наибольший эффект по снижению выбросов при минимальных затратах, какая бы метрика затрат ни использовалась?** Пространство решений довольно широко. В первую очередь, реализуются экономически эффективные меры по повышению энергоэффективности и параллельно в эти годы закладываются основы для развития «зеленой» генерации. Затем реализуются более дорогие меры по повышению энергоэффективности и происходит широкое распространение низкоуглеродных технологий. На этой траектории существует важная развилка: отдать приоритет развитию возобновляемых источников энергии или сделать акцент на строительство АЭС. В последнее время имел место заметный прогресс в развитии и удешевлении технологий использования НВИЭ и одновременно происходит быстрое удорожание строительства АЭС. Решение в пользу того или иного варианта в большей степени политическое, чем экономическое.

**Вопрос 8. В какой последовательности и с какой интенсивностью и распределением во времени нужно запускать реализацию специальных мер политики и инструментов контроля эмиссии ПГ в секторе «энергетика» России?** В период до 2015 г. необходимо укрепить базу для более эффективной реализации пакета «действующих» мер политики, а также разработать и запустить «новые» меры политики. В основном, это меры по повышению эффективности использования энергии. Параллельно в период до 2020 г. нужно разработать, обсудить и запустить пакет «решительных» мер политики, нацеленных уже, в основном, на поддержку развития низкоуглеродных технологий производства электроэнергии и жидкого топлива.

**Главный вопрос: какие обязательства по контролю выбросов ПГ может взять на себя Россия в период до 2030 г. и до 2050 г.?** В перспективе до 2050 г. возможны «мягкие» и «жесткие» варианты обязательств. В первом случае это обязательства, соответствующие верхней границе наиболее вероятного диапазона динамики выбросов при реализации преимущественно мер по повышению энергоэффективности, без введения налога на углерод или торговли квотами и без введения существенных мер поддержки развития низкоуглеродных технологий. Во втором случае – обязательства, соответствующие нижней границе вероятного диапазона. При готовности и способности запустить два последних пакета мер получаются «жесткие» варианты обязательств. Каждое из обязательств можно сформулировать в форме уровня выбросов на последний год их принятия или как среднегодовые выбросы за период действия обязательств (в таком варианте были сформулированы обязательства в Киотском протоколе).

**«Мягкие» варианты долгосрочных обязательств** могут быть сформулированы так:

- обеспечить в 2050 г. выбросы на уровне не выше 75% от значения 1990 г., или
- обеспечить в 2021-2050 гг. среднегодовые выбросы на уровне не выше 75% от значения 1990 г.

Эти задачи с запасом решаются при успешной реализации как «действующих», так и «новых» пакетов мер. Риск их невыполнения существует только в случае отказа от использования «новых» мер политики или при реализации невероятно высоких темпов экономического роста. В зависимости от профиля траектории выбросов в одних сценариях сложнее выполнить задание по первой формулировке, а в других – по второй. Однако, в целом, они довольно равнозначные. Цикличность развития экономики может несколько «подбросить» вверх выбросы в последнем 2050 г. Поэтому вторая формулировка дает больше гибкости в выполнении обязательств.

**«Жесткие» варианты долгосрочных обязательств** могут быть сформулированы так:

- обеспечить в 2050 г. выбросы на уровне не выше 50% от значения 1990 г., или
- обеспечить в 2021-2050 гг. среднегодовые выбросы на уровне не выше 67% от значения 1990 г.

Эти задачи решаются только при запуске и успешной реализации широкого набора «новых» и «решительных» мер политики контроля над выбросами, включая введение налога на углерод и его увеличение до 90-100 долл./т CO<sub>2</sub>-экв. к 2050 г. в сценариях с умеренными темпами роста. В этих сценариях начинается масштабное применение технологии захвата и захоронения углерода. В сценарии с медленным ростом задача снижения выбросов на 50% решается при успешной реализации пакета «новых» мер политики даже при ограниченном развитии низкоуглеродных технологий генерации электрической и тепловой энергии и производства жидкого топлива.

В отношении краткосрочных обязательств на 2021-2025 гг. или на 2021-2030 гг. в «мягком» варианте можно сохранить формулировку требований Указа Президента № 752

«О сокращении выбросов парниковых газов» об удержании в 2020 г. антропогенных выбросов от сектора «энергетика» на 25% ниже уровня 1990 г. (предпочтительно в формулировке обязательств по среднегодовым выбросам за период). Выполнение этих обязательств с высокой вероятностью потребует успешной реализации не только «действующих», но и пакета «новых» мер политики и практически гарантировано с запасом при начале масштабной реализации в эти годы «решительных» мер поддержки развития России по низкоуглеродной траектории развития. В «жестком» варианте можно сформулировать целевую установку так: обеспечить в 2021-2030 гг. среднегодовые выбросы на уровне не выше 70% от значения 1990 г.

## Литература

1. Башмаков И.А. (2011). Будет ли экономический рост в России в середине 21 века // *Вопросы экономики*, 3, 2011.
2. Башмаков И.А., Мышак А.Д. (2011). Факторный анализ эволюции российской энергоэффективности: методология и результаты // *Вопросы экономики*. – 2012. № 10.
3. Башмаков И.А., Мышак А.Д. (2012). Факторы, определившие динамику выбросов парниковых газов в секторе «Энергетика» России. Анализ на основе данных национального кадастра. – М.: АНО «Метеоагентство Росгидромета», 2012. 131 с.
4. Башмаков И.А. (2014). Сколько, кто и где тратит на повышение энергоэффективности? Анализ зарубежного опыта и рекомендации для России. Академия энергетике. №1(57). Февраль 2014.
5. Башмаков И. и А. Мышак. (2014). Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010-2060 гг. *Проблемы прогнозирования*. В печати.
6. МЭР (2013). Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. Министерство экономического развития Российской Федерации, 2013. [www.energy.gov.ru](http://www.energy.gov.ru).
7. Bashmakov I. (2007). Three Laws of Energy Transitions // *Energy Policy*. – July 2007. – P. 3583-3594
8. M. Grubb with J.-Ch. Hourcade and K. Neuhoff. *Planetary Economics. Energy, Climate Change and the Three Domains of Sustainable Development*. 2014.
9. Entov R. and O.Lugovoy (2013). Russian Economic Growth after 1998, in *Handbook of Russian Economy*, Oxford University Press, 2013.
10. IEA. (2013). *World energy outlook 2013*. OECD/IEA, 2013.
11. IEA. (2013a). *Energy Balances of OECD Countries. 2013 Edition*. OECD/IEA, 2013.
12. WNESR. 2013. *The World Nuclear Industry Status Report 2013*. M. Schneider, A. Froggatt, K. Hosokawa, S. Thomas, Y. Yamaguchi, J. Hazemann. Paris, London, July 2013.

ИНП РАН  
Ю.В. Сияк

# Сценарные условия и результаты моделирования развития ТЭК России до 2060 г.

---

## 1 Краткая информация о модели ИНП РАН

В ИНП РАН в течение многих лет проводятся прогнозные расчеты по долгосрочным перспективам развития ТЭК России. В качестве основного инструмента используется линейная динамическая оптимизационная модель формирования топливно-энергетического баланса страны и макрорегионов по критерию минимизации затрат по эксплуатации и развитию системы энергоснабжения. Цель создания системы прогнозирования ТЭК заключается в анализе и исследовании различных гипотез (сценариев) долгосрочного развития энергетики России, в том числе:

- формирование сценариев перспективного развития ТЭК страны и крупных макрорегионов;
- оценка влияния новых технологий на развитие ТЭК;
- спрос на инвестиции в отраслях ТЭК;
- расчет равновесных (конкурентных) цен на энергоносители в макрорегионах и оценка природной ренты в топливодобывающих отраслях;
- приоритетность освоения новых инновационных направлений в ТЭК;
- изучение влияния введения ограничений на выбросы парниковых газов на структуру и объемы потребления различных энергоносителей в стране.

Модель долгосрочного прогнозирования ТЭК выполнена в виде модулей, отражающих условия формирования региональной структуры ТЭК, структуры энергоресурсов, структуры секторов производства и потребления энергии с выделением наиболее представительных технологий. Модули представляют собой блоки уравнений модели и включают:

1) *Функционал модели.*

2) Описание системы энергоснабжения в макрорегионах (3 макрорегиона – Европейская часть, Урал и Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток), в том числе:

- балансы природного газа;
- балансы нефти и нефтепродуктов, включая производство синтетических жидких топлив;
- балансы угля;
- балансы электроэнергии:
  - спрос на электроэнергию;

- режимы потребления электроэнергии;
  - балансы генерирующих мощностей по зонам графика нагрузки;
  - комбинированная выработка тепла и электроэнергии;
  - балансы централизованного теплоснабжения:
    - спрос на централизованное тепло;
    - режимы потребления централизованного тепла;
  - балансы генерирующих мощностей централизованного теплоснабжения;
  - расчеты расходов энергоресурсов в электроэнергетике;
  - расчеты расходов энергоресурсов в централизованном теплоснабжении;
  - технологии переработки топлива и энергии (синтетические моторные топлива из угля и природного газа, водород);
  - оценки конечного потребления энергоресурсов (по видам энергоресурсов и энергоиспользующих процессов) в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте, населением и сферой услуг, на неэнергетические нужды;
- 3) *Расчеты вводов новых мощностей в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении;*
- 4) *Расчет добычи топлив по видам в макрорегионах и по крупным топливобывающим районам;*
- 5) *Расчет спроса на инвестиции;*
- 6) *Дополнительные экзогенные ограничения:*
- по предельным возможностям развития ядерной энергетики в период 2010-2020 гг.;
  - по предельным объемам добычи топлива по крупным добывающим районам с учетом их дифференциации по стоимостным категориям;
  - по выбросам CO<sub>2</sub>;
  - по импорту-экспорту энергоресурсов;
  - по межрегиональным перетокам топлива и энергии на начало периода прогнозирования;
- 7) *Вспомогательные ограничения для настройки модели по базовым годам (2000 и 2010 гг.).*

В целом, модель насчитывает около 6000 уравнений и 8000 переменных.

Для повышения оперативности работы с моделью разработаны два вспомогательных модуля: *банк исходных данных*, позволяющий автоматически вносить коррективы в модель при изменении исходных параметров модели, и *блок выдачи результатов*, обеспечивающий быстрое оформление результатов оптимизации в удобной для анализа табличной и графической формах. Кроме того, для повышения достоверности прогнозов используется целый ряд вспомогательных моделей для уточнения спроса по отдельным направлениям энергопотребления. В настоящее время уточняющие оценки проводятся по следующим направлениям:

- оценка потребности в тепловой энергии для целей отопления и горячего водоснабжения (прогноз спроса на тепловую энергию в жилом секторе –

отопление и ГВС с учетом возможных технологий энергосбережения и темпов нового строительства и реконструкции зданий; прогноз аварийности и теплопотерь в тепловых сетях);

- оценка спроса на моторные топлива с учетом возможных гипотез развития грузового и легкового автотранспорта и появления новых технологий транспорта, таких как электромобили, водородные автомобили с топливным элементом и т.п.);
- прогнозные оценки энергоэффективности и стоимости ряда новых направлений в ТЭК (газотурбинные ТЭЦ, тепловые насосы, топливные элементы, производство и использование водорода на транспорте, электромобили, производство синтетических топлив из угля и природного газа, фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии, анаэробное сбраживание органических отходов и др.), способных существенно изменить в перспективе профиль ТЭК.

Основная входная информация для модели включает следующие разделы:

1. *Макроэкономическая информация*: темпы роста ВВП и ВРП, структура производства ВВП и ВРП, динамика численности населения и его расселение по территории страны и по типам населенных пунктов;

2. *Топливо-энергетические балансы* страны и макрорегионов (по подведенной энергии и в расчетных оценках по полезной энергии);

3. *Ресурсная информация*: природные запасы органических топлив, экономика (затраты и инвестиции) разведки и добычи топлив (по крупным добывающим районам и месторождениям с выделением дешевых, умеренных и дорогих ресурсов);

4. *Технологическая информация*: технико-экономические показатели энергетических технологий, их динамика в перспективном периоде, условия выхода на рынок новых технологий;

5. *Экологическая информация*: удельные выбросы загрязняющих веществ (сейчас учитывается только CO<sub>2</sub>), ограничения на выбросы.

Источниками входной информации являются: отчетные топливо-энергетические балансы страны, статистические материалы по секторам ТЭК, материалы топливодобывающих, электроэнергетических и теплоснабжающих компаний, аналитические записки по состоянию и развитию энергетики в стране и в мире, специальная техническая и экономическая литература и публикации в российских и зарубежных изданиях и в интернете.

Выходная информация в результате расчета сценариев представлена в следующем виде:

1. Топливо-энергетические балансы страны и регионов;
2. Балансы отдельных энергоресурсов и энергоносителей;
3. Величина и структура производственных мощностей в разрезе макрорегионов и по категориям ресурсов;
4. Спрос на инвестиции по секторам ТЭК;
5. Равновесные цены энергоносителей на внутреннем рынке по макрорегионам<sup>53</sup>;

---

<sup>53</sup> Равновесные цены означают равнодоходность использования рассматриваемого энергоносителя при использовании его у замыкающего потребителя в сравнении с наиболее эффективным его конкурентом.

6. Оценка природной ренты в топливодобывающих отраслях ТЭК<sup>54</sup>;
7. Выбросы загрязняющих веществ;
8. Сравнительные оценки энергоэкономической эффективности сценариев развития ТЭК (энергоёмкость ВВП, душевое потребление энергоносителей, карбоёмкость топливно-энергетического баланса и т.п.).

Основные материалы по модели и результаты расчетов опубликованы в работах (ИНП РАН, 2013); (Синяк Ю.В., 2013); (Некрасов А.С., 2007); (Федоров Б.Г., 2011).

## 2 Основные сценарные условия

### 2.1 Макроэкономические параметры сценарного прогноза

В соответствии с договоренностью по формированию согласованных сценарных условий социально-экономического развития России по низкоуглеродным траекториям до середины XXI века предполагалось рассмотреть три варианта макроэкономического развития страны<sup>55</sup>.

К настоящему времени модель настроена на работу с двумя сценариями экономического развития, укрупненные макроэкономические параметры которых приведены в табл. 1:

- вариант прогноза с умеренными темпами (вариант 2) экономического роста и пониженным экспортом природного газа в Западную Европу в связи с возможным развитием добычи сланцевого газа в этом регионе;
- вариант прогноза с высокими темпами (вариант 3) экономического роста и максимальными ожидаемыми объемами экспорта газа в Европу.

**Таблица 1. Исходные данные по макроэкономическому развитию страны**

	<i>Вариант 2 – с умеренными темпами роста ВВП</i>						
	<i>2000</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2030</i>	<i>2040</i>	<i>2050</i>	<i>2060</i>
<i>Среднегодовой темп прироста ВВП, %/год</i>	-	3%	3%	3%	2%	2%	1%
<i>Доля макрорегионов в ВВП:</i>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Европейская часть	67,7%	66,0%	65,0%	63,0%	60,0%	58,0%	55,0%
Урал + Западная Сибирь	20,0%	20,5%	21,0%	23,0%	25,0%	27,0%	29,0%
Восточная Сибирь + Дальний Восток	12,3%	12,5%	14,0%	14,0%	15,0%	15,0%	16,0%
<i>Структура ВВП:</i>							
Промышленность плюс строительство	34,05%	36,83%	35,40%	33,10%	32,16%	29,81%	27,50%
ТЭК	10,69%	11,70%	9,00%	6,80%	5,60%	4,40%	3,50%
Энергоемкие отрасли	7,51%	7,70%	5,90%	4,50%	4,00%	4,00%	4,00%
Малознергоемкие отрасли	9,87%	10,73%	11,50%	12,70%	13,56%	14,41%	15,00%
Строительство	5,98%	6,70%	9,00%	9,10%	9,00%	7,00%	5,00%
Сельское хозяйство	5,95%	4,00%	2,20%	1,80%	1,50%	1,20%	1,00%
Транспорт	7,97%	8,40%	9,60%	10,20%	10,54%	10,30%	10,00%
Прочие отрасли экономики	40,16%	40,68%	41,30%	42,80%	43,71%	46,49%	49,50%
Прочие поступления	11,87%	10,10%	11,50%	12,10%	12,10%	12,20%	12,00%

<sup>54</sup> Оценка природной ренты для органических топлив определяется как суммарная чистая прибыль для всей совокупности производителей топлива, т.е. как интегральная разность между равновесной ценой на рынке и затратами каждого конкретного производителя топлива. При этом затраты конкретных производителей включают их операционные издержки и отчисления от прибыли на инвестиции и другие обязательные расходы.

<sup>55</sup> См. Башмаков И.А. Формирование согласованных сценарных условий социально-экономического развития России по низкоуглеродным траекториям до середины XXI века, ЦЭНЭФ, август 2013.



Продолжение таблицы 1.

	<i>Вариант 3 – с высокими темпами роста</i>						
	<i>2000</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2030</i>	<i>2040</i>	<i>2050</i>	<i>2060</i>
<i>Среднегодовой темп прироста ВВП, %/год</i>	-	5%	5%	5%	4%	4%	3%
<i>Доля макрорегионов в ВВП:</i>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Европейская часть	67,7%	66,0%	65,0%	63,0%	60,0%	58,0%	55,0%
Урал + Западная Сибирь	20,0%	20,5%	21,0%	23,0%	25,0%	27,0%	29,0%
Восточная Сибирь + Дальний Восток	12,3%	12,5%	14,0%	14,0%	15,0%	15,0%	16,0%
<i>Структура ВВП:</i>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Промышленность плюс строительство	34,05%	36,83%	35,40%	33,10%	32,16%	29,81%	27,50%
ТЭК	10,69%	11,70%	9,00%	6,80%	5,60%	4,40%	3,50%
Энергоемкие отрасли	7,51%	7,70%	5,90%	4,50%	4,00%	4,00%	4,00%
Малознергоемкие отрасли	9,87%	10,73%	11,50%	12,70%	13,56%	14,41%	15,00%
Строительство	5,98%	6,70%	9,00%	9,10%	9,00%	7,00%	5,00%
Сельское хозяйство	5,95%	4,00%	2,20%	1,80%	1,50%	1,20%	1,00%
Транспорт	7,97%	8,40%	9,60%	10,20%	10,54%	10,30%	10,00%
Прочие отрасли экономики	40,16%	40,68%	41,30%	42,80%	43,71%	46,49%	49,50%
Прочие поступления	11,87%	10,10%	11,50%	12,10%	12,10%	12,20%	12,00%

Источники: В основу оценок положены данные [1] и экспертные оценки разработчиков.

## 2.2 Динамика численности населения и его расселения по территории страны

В табл. 2 приведен один из вариантов демографического прогноза, отражающий распределение населения по рассматриваемым макрорегионам и типам поселений. В целях упрощения он принят единственным для всех сценариев экономического развития.

**Таблица 2. Исходные данные по численности населения и его расселения по типам городов**

	<i>2000</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2030</i>	<i>2040</i>
Население, млн чел	144,8	141,4	136,0	138,0	140,0
крупные города	45,0%	45,33%	45,66%	45,99%	46,32%
средние города	28,0%	28,78%	29,58%	30,40%	31,24%
мелкие нас. пункты	27,0%	25,90%	24,77%	23,61%	22,44%
Доля макрорегионов в численности населения:	100%	100%	100%	100%	100%
Европейская часть	72,1%	72%	69%	66%	63%
Урал + Зап. Сибирь	15,9%	16%	18%	20%	22%
Вост. Сибирь + Д. Восток	12%	12%	13%	14%	15%

Источники: В основу оценок положены данные [1] и экспертные оценки разработчиков.

## 2.3 Расчет спроса на полезную энергию

В табл. 3 и 4 приведены расчетные оценки спроса на полезную энергию для вариантов 2 и 3.

**Таблица 3. Прогнозные оценки спроса на полезную энергию по энергопотребляющим процессам в России в период 2000-2060 гг., млн тнэ (вариант 2 – с умеренными темпами экономического роста)**

	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060
<b>Промышленность</b>							
высокотемпературное тепло	18,13	15,56	14,63	14,31	12,61	11,97	10,21
низкотемпературное тепло	61,54	55,35	54,88	57,01	53,76	55,08	49,35
освещение и силовые нужды	15,91	16,49	18,54	21,55	22,49	25,26	25,53
<b>Сельское хозяйство</b>							
освещение и пр.	0,39	0,29	0,19	0,19	0,18	0,16	0,13
мобильные процессы	0,68	0,56	0,35	0,33	0,29	0,24	0,19
низкотемпературное тепло	5,61	4,58	2,91	2,75	2,40	2,02	1,60
<b>Транспорт</b>							
рельсовый	2,11	1,79	2,36	2,90	3,14	3,22	2,97
дорожный	10,91	13,70	18,09	22,21	24,05	24,63	22,71
воздушный	2,02	2,59	3,42	4,19	4,54	4,65	4,29
водный	0,22	0,28	0,39	0,51	0,58	0,62	0,60
трубопроводный	0,99	1,31	1,82	2,35	2,68	2,88	2,07
отопление	1,40	1,79	2,36	2,90	3,14	3,22	2,96
<b>Население</b>							
<i>Крупные города</i>							
освещение	1,55	1,38	1,24	1,13	0,98	0,85	0,74
пищеприготовление	12,27	12,07	11,45	10,97	9,99	9,10	8,29
отопление	44,30	43,14	38,91	35,44	30,69	26,58	23,02
<i>Средние города</i>							
освещение	0,37	0,34	0,31	0,29	0,25	0,22	0,20
пищеприготовление	6,54	6,56	6,35	6,21	5,77	5,37	4,99
отопление	16,29	16,18	14,89	13,84	12,23	10,81	9,55
<i>Мелкие населенные пункты</i>							
освещение	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01
пищеприготовление	1,70	1,60	1,44	1,30	1,12	0,96	0,82
отопление	3,85	3,61	3,09	2,66	2,18	1,77	1,43
<b>Социальная сфера</b>							
<i>Крупные города</i>							
освещение	0,53	0,65	0,81	1,02	1,09	1,21	1,23
пищеприготовление	2,72	3,35	4,35	5,76	6,48	7,60	8,08
отопление	8,08	10,87	13,42	16,90	18,09	20,16	20,39
<i>Средние города</i>							
освещение	0,10	0,12	0,15	0,19	0,20	0,23	0,23
пищеприготовление	0,67	0,82	1,07	1,42	1,59	1,87	1,99
отопление	2,86	3,86	4,76	6,00	6,42	7,15	7,23
<i>Мелкие населенные пункты</i>							
освещение	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
пищеприготовление	0,13	0,17	0,21	0,28	0,32	0,38	0,40
отопление	0,35	0,44	0,54	0,68	0,73	0,81	0,82
<b>Всего</b>	221,29	218,18	221,16	232,98	225,34	226,15	209,96

Источник: автор.

**Таблица 4. Прогнозные оценки спроса на полезную энергию по энергопотребляющим процессам в России в период 2000-2060 гг., млн тнэ (вариант 3 – с высокими темпами экономического роста)**

	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060
<b>Промышленность</b>							
высокотемпературное тепло	18,13	19,03	20,12	22,02	21,64	22,81	21,47
низкотемпературное тепло	61,54	68,79	78,21	93,17	100,89	119,01	122,37
освещение и силовые нужды	15,91	21,10	27,82	37,74	45,89	60,08	70,85
<b>Сельское хозяйство</b>							
освещение и пр.	0,39	0,35	0,27	0,31	0,31	0,30	0,27
мобильные процессы	0,68	0,67	0,52	0,59	0,60	0,58	0,53
низкотемпературное тепло	5,61	5,56	4,28	4,90	4,94	4,78	4,38
<b>Транспорт</b>							
рельсовый	2,11	2,17	3,47	5,16	6,45	7,63	8,13
дорожный	10,91	16,61	25,26	35,72	44,63	52,76	56,25
воздушный	2,02	3,14	5,02	7,47	9,33	11,03	11,76
водный	0,22	0,34	0,58	0,90	1,25	1,63	1,92
трубопроводный	0,99	1,59	2,67	4,18	5,79	7,57	6,61
отопление	1,40	2,17	3,47	5,16	6,45	7,62	8,13
<b>Население</b>							
<i>Крупные города</i>							
освещение	1,55	1,38	1,18	1,02	0,84	0,69	0,57
пищеприготовление	12,27	12,07	10,89	9,92	9,03	8,23	7,50
отопление	44,30	43,14	36,99	32,03	26,36	21,70	17,86
<i>Средние города</i>							
освещение	0,37	0,34	0,29	0,26	0,22	0,18	0,15
пищеприготовление	6,54	6,56	6,04	5,61	5,22	4,85	4,51
отопление	16,29	16,18	14,16	12,51	10,50	8,82	7,41
<i>Мелкие населенные пункты</i>							
освещение	0,04	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
пищеприготовление	1,70	1,60	1,37	1,18	1,01	0,87	0,74
отопление	3,85	3,61	2,94	2,41	1,87	1,45	1,11
<b>Социальная сфера</b>							
<i>Крупные города</i>							
освещение	0,53	0,79	1,13	1,64	2,12	2,88	3,54
пищеприготовление	2,72	4,06	6,07	9,27	12,67	18,04	23,35
отопление	8,08	13,18	18,74	27,20	35,34	47,84	58,86
<i>Средние города</i>							
освещение	0,10	0,15	0,21	0,31	0,40	0,54	0,66
пищеприготовление	0,67	1,00	1,49	2,28	3,12	4,44	5,74
отопление	2,86	4,68	6,65	9,65	12,54	16,97	20,88
<i>Мелкие населенные пункты</i>							
освещение	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04
пищеприготовление	0,13	0,20	0,30	0,46	0,63	0,89	1,15
отопление	0,35	0,53	0,75	1,09	1,42	1,92	2,36
<b>Всего</b>	221,29	249,42	278,24	330,02	365,72	428,57	462,50

Источник: автор.

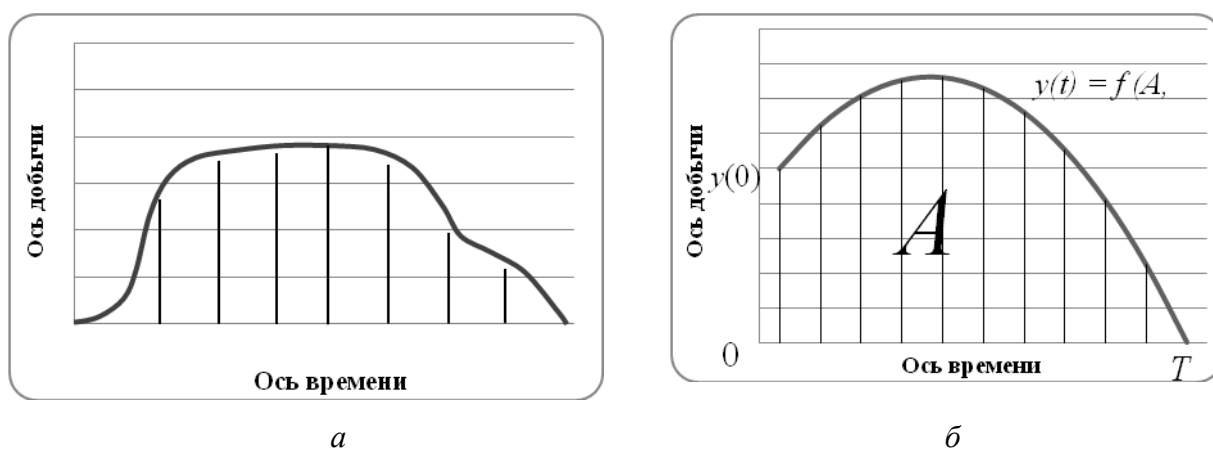
## 2.4 Ресурсы топлива и оценка предельных объемов добычи топлив и стоимости добычи

Как показано выше, для перехода от полезной энергии к ожидаемому спросу на энергоносители в модели используются два массива дополнительной информации: описание природных запасов энергоресурсов и характеристики энергоиспользующего оборудования.

Для описания траектории отработки ресурсов топлива в месторождениях с ограниченными природными запасами использована упрощенная интерпретации теории пика добычи нефти, разработанная в 50-х годах американским геофизиком Кингом Хуббертом<sup>56</sup>. Согласно этой теории, динамика отработки месторождения топлива может быть интерпретирована некоторой кривой колоколообразного вида, общий вид которой изображен на рис. 1а. Такая эволюция темпов добычи объясняется следующим образом. Изначально, когда открыто месторождение и начата его разработка, добыча невелика, т.к. требуемая инфраструктура ещё не построена, производственные мощности находятся в зачаточном состоянии. По мере освоения месторождения добыча возрастает. В какой-то момент она достигает своего пика, который невозможно превзойти даже улучшенной технологией или дополнительным бурением. После пика добыча медленно, но неуклонно падает. Но до того как месторождение полностью исчерпано, достигается другой важный этап, когда совокупные затраты на добычу и транспортировку единицы топлива превышают потенциальный доход, который может получить оператор, поэтому добыча на месторождении перестает быть экономически эффективной, и разработка месторождения может быть остановлена до достижения предельного уровня добычи. Подобные рассуждения можно в первом приближении применить практически ко всем месторождениям нефти, природного газа и угля.

Допустим, что кривую Хубберта можно приближенно аппроксимировать параболой второго порядка путем «отсечения хвостов», характеризующихся незначительными объемами добычи.

**Рисунок 1. Общий вид кривой Хубберта (а) и аппроксимация траектории добычи органических топлив (б)**



Источник: автор.

Введем следующие обозначения: пусть  $A$  – располагаемые запасы топлива в месторождении;  $T$  – предполагаемый срок эксплуатации месторождения,  $y(t) = f(A, T)$  – уравнение, описывающее траекторию добычи топлива в момент  $t$  ( $0 < t < T$ ). Принимая уравнение добычи в виде параболы:  $y(t) = at^2 + bt + c$ , требуется построить такую траекторию добычи, чтобы при достижении момента завершения разработки запасов  $T$  суммарная добыча составила  $A$ . При этом предполагается, что в начальной точке расчета добыча составляет  $y(0)$  (текущий уровень добычи). Графически задача описана на рис. 1б.

Исходя из поставленных условий, можно составить систему уравнений:

<sup>56</sup> См., например, (Hubbert, 1956), (Колпаков, 2012).

$$\begin{cases} a \cdot 0 + b \cdot 0 + c = y(0) \\ aT^2 + bT + c = 0 \\ \int_0^T (a\tau^2 + b\tau + c)d\tau = A \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} c = y(0) \\ aT^2 + bT + c = 0 \\ \frac{1}{3}aT^3 + \frac{1}{2}bT^2 + cT = A \end{cases} \quad (2.1)$$

Решая эту систему, находим:

$$\begin{cases} a = \frac{3y(0)}{T^2} - \frac{6A}{T^3} \\ b = -\frac{4y(0)}{T} + \frac{6A}{T^2} \\ c = y(0) \end{cases} \quad (2.2)$$

Таким образом, зная объем располагаемых запасов  $A$ , текущий уровень добычи  $y(0)$  и предполагаемый срок окончания разработки запасов  $T$ , можно построить прогнозную динамику добычи топлива для каждого месторождения. Время  $T$  оценивается для каждого месторождения экспертным путем, опираясь на исторический опыт разработки подобных месторождений в прошлом. Как следует из графика на рис. 1б, спад добычи практически наступает после извлечения около 50% располагаемого ресурса месторождения. Этот метод был встроен в модель применительно к рассмотренным ниже категориям запасов различных топлив.

Стоимостные показатели добычи топлива являются важным фактором, определяющим объемы добычи отдельных энергоресурсов и их конкурентоспособность на внутренних и внешних рынках. Эти показатели в большой степени зависят от характеристик и расположения месторождений, степени выработанности запасов, используемых технологий добычи и др. факторов. Во времена СССР стоимостная оценка добычи топлива регулярно проводилась, составляя заметную часть работ по перспективному планированию развития ТЭК и формированию его топливно-энергетического баланса. В настоящее время такие оценки официально не проводятся, поэтому приходится использовать экспертные оценки и упрощенные методы анализа для построения стоимостных характеристик добычи топлива.

Природные запасы топлив оценены по (Смыслов А.А., Межеловский Н.В., Морозов А.Ф. и др., 2001), (USGS, 2000), (Masters C.D., Root D.H., Turner R.M., 1997); (World Energy Council, 2010); (BP, 2012), (Ernst & Young, 2013).

В моделирующей системе ИНП РАН принято разделение всех ресурсов топлива на три стоимостные категории:

- **категория I** (дешевое топливо): для углеводородных топлив запасы этой категории приняты равными 80% запасов  $A+B+C1$ ; для угольного топлива в эту категорию отнесены 50% запасов  $A+B+C1$ ;
- **категория II** (умеренно дорогое топливо): для углеводородных топлив – 20% от запасов  $A+B+C1$  плюс 50% от величины запасов в неоткрытых месторождениях (по оценкам USGS); для угольных топлив – 50% от величины запасов  $A+B+C1$  плюс 50% от величины  $C2$ ;
- **категория III** (дорогое топливо): для углеводородных топлив – 50% от величины запасов в неоткрытых месторождениях (по оценкам USGS); для угольных топлив – 50% от величины запасов  $C2$  и 10% от запасов  $P1$ .

В табл. 5 показана условная привязка стоимостных категорий к условиям добычи топлив.

**Таблица 5. Условная характеристика стоимостных категорий добычи природных топлив**

Стоимостные категории	Углеводородные топлива	Твердые топлива
<i>Категория I</i>	Традиционные нефть и газ в освоенных районах	Открытая добыча в Кузбассе и в Канско-Ачинском бассейне
<i>Категория II</i>	Заполярье Западной Сибири, Восточная Сибирь, морская добыча	Подземная добыча
<i>Категория III</i>	Арктика, тяжелые нефти	Заполярье, мелкие месторождения

Источник: автор.

Для оценки стоимостных показателей добычи (операционные и капитальные затраты) нами использованы материалы российских и зарубежных компаний, публикации в профильных журналах, отчетность Росстата и др., а также экспертные оценки.

**Природный газ.** Российская Федерация занимает лидирующее положение в мире по начальным суммарным ресурсам (НСР) газа, на ее долю приходится 248 трлн м<sup>3</sup> (43,2 % от НСР на планете). Сегодня разведанные запасы газа оцениваются величиной около 48 трлн м<sup>3</sup>. Это означает, что степень разведанности НСР в стране в целом не превышает 25%. При этом на суше она равна 32,6%, а в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составляет всего 6,9% и 10,3% соответственно. Опыт развития газовой индустрии СССР свидетельствует о том, что прирост запасов газа должен превышать уровень его добычи в 1,3-1,5 раза. Только при таком соотношении воспроизводства ресурсной базы можно надежно обеспечить рост добычи газа в России до 2040 г.

Оценки потенциала сланцевого газа в России не проводились, но, учитывая его дороговизну и высокую трудоемкость, а также конкуренцию с располагаемыми ресурсами традиционного природного газа, вряд ли в перспективе до 2040 г. он сможет играть заметную роль в энергоснабжении страны.

Выход добычи газа на арктический шельф, где ресурсы газа могут составлять около 37 трлн м<sup>3</sup>, может дать существенный прирост разведанных ресурсов, но большие трудности и риски освоения этих ресурсов могут сделать их запредельно дорогими. Восстановление окружающей среды в этом регионе после деятельности добывающих компаний также потребует колоссальных затрат. Все это требует тщательного рассмотрения и изучения до перехода к широкомасштабному освоению арктических месторождений нефти и газа.

В табл. 6 даны оценки извлекаемых ресурсов природного газа, принимаемые в расчетах долгосрочных прогнозов развития энергетики. Техничко-экономические оценки добычи природного газа показаны в табл. 7.

**Таблица 6. Оценка запасов природного газа по категориям стоимости добычи, млрд м<sup>3</sup> (экспертная оценка)**

	Добыча в 2000 г.	Категории запасов по стоимости добычи			Всего
		I	II	III	
<b>Европейская часть</b>	<b>46,95</b>	<b>2300</b>	<b>7000</b>	<b>17025</b>	<b>26325</b>
Прикаспийский район	10,45	1500	1575	3150	6225
Прочие месторождения	36,5	800	5425	13875	20100
<b>Урал + Западная Сибирь</b>	<b>530,7</b>	<b>12900</b>	<b>17150</b>	<b>12750</b>	<b>42800</b>
Западная Сибирь	530,7	12900	17150	12750	42800
<b>Восточная Сибирь + Дальний Восток</b>	<b>3,5</b>	<b>2500</b>	<b>3200</b>	<b>2100</b>	<b>7800</b>
Республика Саха (Якутия)	3	500	700	600	1800
Сахалин		500	875	1125	2500
Иркутская область		1000	1075	225	2300
Прочие	<b>0,5</b>	500	550	150	1200
<b>Всего</b>	<b>581,15</b>	<b>17700</b>	<b>27350</b>	<b>31875</b>	<b>76925</b>

Источник: автор.

**Таблица 7. Оценки технико-экономических показателей добычи природного газа по категориям стоимости, долл./1000 м<sup>3</sup> (экспертные оценки)**

	Категории ресурсов	Природные ресурсы, млрд м <sup>3</sup>	Себестои- мость добычи	Удельные капитало- вложения*	Удельные затраты**
<b>Европейская часть РФ</b>					
Прикаспийский район	I	1500	14	340	55
	II	1575	29	720	114
	III	3150	57	1000	177
Прочие месторождения	I	800	17	460	72
	II	5425	40	740	129
	III	13875	86	1430	257
<b>Урал и Западная Сибирь</b>					
Западная Сибирь	I	12900	11	290	46
	II	17150	23	720	109
	III	12750	51	1430	223
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Республика Саха (Якутия)	I	500	29	570	97
	II	700	43	860	146
	III	600	86	1140	223
Сахалин	I	500	29	570	97
	II	875	43	860	146
	III	1125	86	1140	223
Иркутская область	I	1000	29	430	80
	II	1075	43	720	129
	III	225	86	1000	206
Прочие месторождения	I	500	43	570	112
	II	550	72	1000	192
	III	150	100	2000	340
<b>Всего ресурсов</b>		<b>76925</b>			

\* Оценено из расчета капиталовложений в производственные мощности со сроком эксплуатации около 10 лет.

\*\* Рассчитано в ценах 2010 г. при коэффициенте дисконтирования 12%.

Источник: автор.

**Сырая нефть.** Текущие разведанные запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти и газа могут обеспечить добычу сырой нефти только в ближайшие 13-15 лет. Остальные запасы должны быть приращены на новых объектах, в том числе на новых территориях и акваториях России. Это позволит отсрочить наступление пика добычи нефти в России в рассматриваемой перспективе до 2030-2040 гг. На весь период до 2040 г. главными районами прироста углеводородного сырья будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа и достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, необходимо обеспечить рост подготовки запасов углеводородов в российском секторе Каспийского моря, на шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей. Все это приведет к существенному росту затрат на добычу нефти.

Большие надежды возлагаются на освоение ресурсов континентального шельфа арктических морей. В настоящее время начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов континентального шельфа в мире оцениваются величиной около 55 млрд тнэ (из них 18 млрд т нефти с конденсатом и порядка 47 трлн м<sup>3</sup> газа)<sup>57</sup>. Из них на долю России приходится 7,6 млрд т нефти и 37 трлн м<sup>3</sup> газа. Освоение этих ресурсов может отодвинуть наступление пика добычи нефти в лучшем случае на 5-10 лет. Разведанность начальных суммарных ресурсов углеводородов российского шельфа незначительна. Стоимость добычи этих углеводородов будет чрезвычайно высокой. Не исключено, что затраты и последствия для экологии в результате освоения арктических ресурсов могут намного превышать ожидаемые эффекты от их использования.

В табл. 8 приведены укрупненные оценки извлекаемых запасов нефти на территории России и ожидаемые затраты в соответствии с принятой выше классификацией запасов. Техничко-экономические оценки добычи нефти приведены в табл. 9.

**Таблица 8. Оценка запасов сырой нефти по категориям стоимости добычи, млн т (экспертная оценка)**

	Добыча в 2000 г.	Категории запасов по стоимости добычи			Всего
		I	II	III	
<b>Европейская часть</b>	99,27	<b>1400</b>	<b>2275</b>	<b>4500</b>	<b>8175</b>
Прикаспийский район	3,27	500	1000	2000	3500
Р. Коми	12,5	500	850	1500	2850
Прочие месторождения	83,5	400	425	1000	1825
<b>Урал+З.Сибирь</b>	213,5	<b>2500</b>	<b>5000</b>	<b>10000</b>	<b>17500</b>
З. Сибирь	213,5	2500	5000	10000	17500
<b>В.Сибирь+Д.Восток</b>	10,9	<b>1200</b>	<b>1475</b>	<b>4000</b>	<b>6675</b>
О. Сахалин	8	700	825	2000	3525
Прочие месторождения	2,9	500	650	2000	3150
<b>Всего</b>	<b>323,67</b>	<b>5100</b>	<b>8750</b>	<b>18500</b>	<b>32350</b>

Источник: автор.

<sup>57</sup> (Министерство экономического развития Российской Федерации, 2012)



**Таблица 9. Оценка технико-экономических показателей добычи нефти, долл./т (экспертные оценки)**

	Категории ресурсов	Природные запасы, млн т	Себестоимость добычи	Удельные капиталовложения*	Удельные затраты**
<b>Европейская часть</b>					
Прикаспийский район	I	500	78	780	170
	II	1000	155	1400	322
	III	2000	310	2020	552
Республика Коми	I	500	78	680	159
	II	850	155	1400	322
	III	1500	310	2020	552
Прочие месторождения	I	400	109	930	220
	II	425	217	1550	403
	III	1000	388	2480	685
<b>Урал и Западная Сибирь</b>					
Западная Сибирь	I	2500	47	620	121
	II	5000	93	1240	242
	III	10000	186	2480	484
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Сахалин	I	700	124	1090	254
	II	825	248	1710	453
	III	2000	372	2640	688
Прочие месторождения	I	500	155	1240	304
	II	650	310	2170	570
	III	2000	388	3100	760
<b>Всего ресурсов</b>		<b>33120</b>			

\* Оценено из расчета капиталовложений в производственные мощности со сроком эксплуатации около 10 лет.

\*\* Рассчитано в ценах 2010 г. при коэффициенте дисконтирования 12%.

Источник: автор.

Ввиду увеличения сложности процессов добычи нефти и связанных с этим затрат уже в ближайшее время необходимо начать поиск альтернативных путей удовлетворения потребности в моторных топливах. В качестве таких альтернатив могут выступать синтетические моторные топлива, получаемые на базе угля или природного газа, электроэнергия, водород, которые уже в ближайшие годы могут оказаться конкурентоспособными по сравнению с извлечением природной нефти в маргинальных условиях.

**Уголь.** Ресурсы угля на территории России значительны. Основные освоенные районы угледобычи находятся в Кузбассе и в Канско-Ачинском бассейне. Необходимо дальнейшее геологическое изучение угольного потенциала страны, особенно в части запасов коксующихся углей, обширных площадей Ленского, Тунгусского и Таймырского бассейнов, а также в Якутии и на северо-востоке России. Ресурсных ограничений по энергетическим и коксующимся углям в рассматриваемой перспективе не предвидится. В табл. 10 даны оценки ресурсов угля, принятые в прогнозных расчетах. Оценки экономических показателей добычи угля приведены в табл. 11.

**Таблица 10. Оценка запасов угля по категориям стоимости добычи, млн тнэ (экспертная оценка)**

	Добыча в 2000 г., млн тнэ	Категории запасов по стоимости добычи			Всего
		I	II	III	
<b>Европейская часть</b>	17,682	<b>3400</b>	<b>4300</b>	<b>11900</b>	<b>19600</b>
Печорский уголь	11,56	1600	1700	4900	8200
Прочие угли	6,12	1800	2600	7000	11400
<b>Урал + Зап. Сибирь</b>	70,1673	<b>25700</b>	<b>37500</b>	<b>37400</b>	<b>100600</b>
Кузнецкий уголь	66,97	11000	15000	14700	40700
Прочие угли	3,20	7700	12000	10500	30200
<b>Вост. Сибирь + Д. Восток</b>	39,4488	<b>8200</b>	<b>12200</b>	<b>79600</b>	<b>100000</b>
Канско-Ачинский уголь	13,88	7000	10500	12200	29700
Прочие угли	25,57	8200	12200	79600	100000
<b>Всего</b>	<b>127,30</b>	<b>37300</b>	<b>54000</b>	<b>128900</b>	<b>220200</b>

Источник: автор.

**Таблица 11. Оценки технико-экономических показателей добычи угля, долл./тнэ (экспертные оценки)**

	Категории ресурсов	Природные запасы, млн тнэ	Себестои- мость добычи	Удельные капитало- вложения*	Удельные затраты**
<b>Европейская часть</b>					
Печорский уголь	I	1600	38	130	54
	II	1700	77	190	100
	III	4900	115	260	146
Прочие угли	I	1800	64	260	95
	II	2600	115	510	177
	III	7000	192	770	284
<b>Урал и Западная Сибирь</b>					
Кузнецкий уголь	I	11000	18	60	26
	II	15000	36	130	51
	III	14700	64	200	89
Прочие угли	I	7700	38	190	61
	II	12000	77	260	108
	III	10500	154	320	192
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Канско-Ачинский уголь	I	7000	13	50	19
	II	10500	26	100	38
	III	12200	51	150	70
Прочие угли	I	8200	38	130	54
	II	12200	77	260	108
	III	79600	154	320	192
<b>Всего ресурсов</b>		<b>220200</b>			

\* Оценено из расчета капиталовложений в производственные мощности со сроком эксплуатации около 10 лет.

\*\* Рассчитано в ценах 2010 г. при коэффициенте дисконтирования 12%.

Источник: автор.

**Ядерное топливо.** Запасы природного урана на территории России оцениваются величиной около 660 тыс. т, в том числе разведанные запасы составляют 280 тыс. т (2009 г.). По данным МАГАТЭ (2003 г.), на уран с себестоимостью добычи менее 80 долл./кг приходится всего 158 тыс. т. Это означает, что такого урана хватит всего на 40 лет для обеспечения действующих в настоящее время АЭС с легководными реакторами. Значительное количество производимых в России ядерных материалов экспортируется, и это количество из года в год растет. В перспективе одного-двух десятилетий в связи с вводом в строй новых российских АЭС и увеличением поставок за рубеж может возникнуть дефицит ядерного топлива. Выходом из этого положения должно стать расширение геолого-поисковых работ для выявления рентабельных месторождений урана на территории страны. Определенный вклад может оказать кооперация с Казахстаном (разведанные запасы урана 848 тыс. т) и Узбекистаном (разведанные запасы урана 119 тыс. т). Однако принципиально вопрос может быть решен при широком освоении реакторов на быстрых нейтронах, для которых имеется больше ресурсов и которые потребляют многократно меньше ядерного топлива, а также разработка реакторов на основе ториевого цикла. Освоение технологии термоядерного синтеза, если окажется реальным, сможет оказать влияние на ядерную энергетику только за пределами середины века.

В модель введены ограничения на развитие ядерной энергетики до 2020 г. в связи с невозможностью обеспечить поставки энергоблоков по возможностям отечественного машиностроения.

**Возобновляемые источники энергии.** Целесообразность освоения возобновляемых источников энергии определяется целым рядом факторов географического, технологического и экономического характеров. Во-первых, возможности рентабельного использования технологий на базе возобновляемых источников энергии зависят от локальных физических условий размещения технологии (характеристики ветрового кадастра, солнечной инсоляции, климатических условий и т.п.)<sup>58</sup>. Во-вторых, плотность энергетического потока возобновляемых источников энергии во много раз меньше, чем у технологий на базе сжигания органических топлив или ядерной энергии. Это определяет необходимость сооружения значительно более крупных объектов, чем при традиционных технологиях для получения одинакового полезного отпуска энергии. В результате материалоемкость технологий на базе возобновляемых источников энергии всегда будет оставаться более высокой, что связано с повышенными затратами на изготовление этих технологий. Как следствие, энергетическая окупаемость<sup>59</sup> у этих технологий будет значительно выше, чем у традиционных. В-третьих, указанные два фактора делают возобновляемые источники энергии более дорогими по сравнению с традиционными в настоящее время. Однако в перспективе следует ожидать повышения экономичности новых источников энергии за счет повышения их эффективности и снижения затрат на их изготовление, с одной стороны, и увеличения стоимости органических топлив в связи с исчерпанием дешевых месторождений и переходом к добыче удаленных, мелких, трудноизвлекаемых ресурсов топлива.

Интерес к возобновляемым источникам энергии определяется в значительной мере меньшим загрязнением окружающей среды по сравнению с традиционными технологиями на базе органического топлива или ядерной энергии. Правда, при сопоставлении «чистых» и «грязных» технологий необходимо проводить анализ с учетом жизненного цикла

---

<sup>58</sup> Традиционные технологии в меньшей степени зависят от локальных географических условий.

<sup>59</sup> Термин «энергетическая окупаемость» отражает отношение полных затрат энергии на создание и эксплуатацию технологии в течение срока службы к выработке энергии за тот же срок.

технологий (lifecycle analysis) и всех этапов их изготовления и эксплуатации. В контексте текущих мировых проблем наибольший приоритет должен отдан безуглеродным технологиям, способным сократить угрозы катастрофического изменения климата планеты.

Обширная территория России обладает разнообразными видами возобновляемых источников энергии. Осторожная оценка суммарного потенциала этой категории энергоресурсов оценивается величиной около 3 млрд тнэ в год. В табл. 12 показаны оценки различных типов возобновляемых источников энергии. При этом в состав ресурсов дополнительно включены две технологии: фотоэлектрические преобразователи и электростанции, использующие сухое тепло Земли, которые могут существенно изменить картину электроэнергетики в XXI веке, особенно если придется вводить серьезные ограничения на выбросы парниковых газов.

**Таблица 12. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии России, млн тнэ/год**

	<i>Валовой потенциал</i>	<i>Технический потенциал</i>	<i>Экономический потенциал</i>
Гидроэнергия	-	-	75
Малые ГЭС	250	90	45
Энергия биомассы	$7 \times 10^3$	35	25
Энергия ветра	$18 \times 10^3$	1400	7
Солнечные коллекторы	$1,6 \times 10^6$	1610	9
Фотоэлектрические преобразователи*)	-	-	2000
Геотермальное тепло	-	-	80
Тепло Земли**)	-	-	730
Низкопотенциальное тепло	365	75	22
<b>Итого</b>	<b><math>1,7 \times 10^6</math></b>	<b>3210</b>	<b>~3000</b>

\* При использовании 1% территории России с солнечной инсоляцией около 1300-1500 кВт-ч/м<sup>2</sup> (наклон панели 35-45°) с КПД устройства 20%.

\*\* При осторожном допущении, что территория с благоприятными параметрами для использования глубинного тепла Земли (глубины до 10 км с температурой породы около 200-250°С) составляют всего 10% от территории России, а подземные коллекторы сооружаются на 1% площади этой территории. Полезный съем энергии на электростанции, использующей сухое тепло Земли, может достигать 100 МВт (э)/км<sup>2</sup>, что при числе часов использования установленной мощности 5000 обеспечивает получение 500 млн кВт-ч/км<sup>2</sup>.

Источник: (Ernst&Young, 2013); оценки автора отмечены звездочками.

На основе приведенных приблизительных данных (детальная оценка потенциала возобновляемых источников энергии никогда не проводилась), экономический потенциал всех возобновляемых источников энергии в несколько раз превышает годовую потребность страны в энергии в течение всего XXI века.

Большая часть ресурсов возобновляемых источников энергии пригодна для получения электрической энергии (табл. 13).

**Таблица 13. Потенциал выработки электроэнергии на новых источниках, млрд кВт-ч**

крупные гидроэлектростанции	850
малые гидроэлектростанции	755
ветровые электростанции	115
солнечные электростанции	23000
сухое тепло Земли	8500
<b>Итого потенциал ВИЭ</b>	<b>33220</b>

Как видно, потенциал получения электроэнергии от возобновляемых источников энергии примерно в 30 раз больше, чем текущая выработка электроэнергии в стране.

Следует учитывать, что оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России сделаны весьма приблизительно. В настоящее время вследствие значительного снижения стоимости технологий использования возобновляемых источников энергии, а также роста цен на органическое топливо, экономический потенциал этой категории энергоресурсов может быть значительно выше указанных значений.

Между тем, следует понимать, что потенциал информирует только о возможностях получения энергии от рассматриваемой категории энергоресурсов, но не гарантирует целесообразность широкомасштабного использования этих ресурсов. Считается, что XXI век будет переходным от энергетики, основанной на исчерпаемых ресурсах органических топлив, к энергетике на неограниченной основе. К последней принадлежат все виды возобновляемых источников энергии.

В текущей версии модели все новые возобновляемые источники энергии сведены в единую категорию «новые источники энергии» ввиду близости технико-экономических показателей наиболее перспективных из них (ветровой, солнечной, геотермальной энергии). В принципе, не существуют трудностей (кроме информационных) разделения этой категории на конкретные источники энергии.

## **2.5 Ожидаемые цены нефти на мировом рынке энергоресурсов как ориентир для прогнозных расчетов**

Цены на нефть на мировом рынке играют определяющую роль во всех долгосрочных экономических и энергетических прогнозах. В расчетах по долгосрочным перспективам развития ТЭК России были использованы прогнозы, опубликованные EIA в International Energy Outlook за 2011 г.<sup>60</sup> (EIA US DOE, 2012). Согласно этим прогнозам, мировая цена сырой нефти к 2030 г. может составлять от 50 до 200 долл.(2009)/барр. (средняя оценка 125 долл.(2009)/барр.). Учитывая вероятность приближения пика мировой добычи нефти, можно полагать, что долгосрочная тенденция роста мировых цен нефти, скорее всего, сохранится. Поэтому прогнозы развития ТЭК России выполнены с ориентацией на верхний диапазон цен (125-200 долл.(2009)/барр. со средним значением около 150 долл./барр.)

## **2.6 Экспорт энергоресурсов**

Анализ роста экономики страны и хода выполнения структурных реформ показывает, что в длительной перспективе экспорт энергоресурсов будет оставаться на высоком уровне.

Сегодня нефть и природный газ остаются основными экспортируемыми энергоресурсами. В 2011 г. за рубеж было вывезено около 237 млн т сырой нефти, или 46,5% от объема ее добычи, и свыше 130 млн т нефтепродуктов, что превышало 50% их производства в стране. В настоящее время почти 90% экспорта жидкого топлива идет в страны дальнего зарубежья, тогда как в начале 90-х годов в страны СНГ шло более 50% российской нефти и почти 18% нефтепродуктов. В 2011 г. поставки природного газа из России достигли 182 млрд м<sup>3</sup> и обеспечили 33% общего спроса в Европе.

Основным партнером России в области торговли энергоресурсами будет оставаться Европейский Союз (ЕС), который потребляет около 14% энергии в мире и является крупнейшим нетто-импортером энергоресурсов. По прогнозам U.S. Energy Information Administration (EIA)<sup>8</sup>, рост потребления первичных энергоресурсов в ЕС ежегодно будет

---

<sup>60</sup> (EIA US DOE, 2012).

составлять около 0,5% (при росте экономики в странах ЕС на 1,8% в год). Таким образом, к 2030 г. внутреннее потребление первичных энергоресурсов в ЕС увеличится на 12% по сравнению с 2008 г. и достигнет примерно 1800 млн тнэ в год.

*Сырая нефть и нефтепродукты.* Предварительные расчеты показывают, что российские нефтяные запасы истощаются, приближаясь к половине начальных природных запасов. Это означает, что российская нефтедобыча вступает в зону медленного и неизбежного сокращения добычи. Поэтому при растущем внутреннем спросе на нефтепродукты доля сырой нефти, выделяемой для экспорта, будет неизменно сокращаться. Кроме того, сложность оценки вероятной структуры нефтяного экспорта во многом будет зависеть от соотношения в нем сырой нефти и нефтепродуктов. Здесь требуется детальный анализ этого соотношения. С одной стороны, цель российской экспортной политики заключается в увеличении доли продуктов в структуре экспорта в сторону более высокой добавленной стоимости, т.е. в сторону роста вывоза продуктов нефтепереработки. Но с другой стороны, следует учитывать, по крайней мере, три фактора: 1) трудности массового экспорта разнотипных продуктов нефтепереработки от заводов, расположенных глубоко на территории страны; 2) относительно низкое качество российских нефтепродуктов и 3) желание импортеров максимально снизить риски оказаться в сильной зависимости от крупного экспортера таких стратегических товаров, как нефтепродукты. В этой связи разумной политикой для России можно считать ориентацию нефтепереработки на внутренние нужды с постепенным сокращением вывоза нефтепродуктов и с замещением их сырой нефтью в пределах, обусловленных объемами добычи и внутреннего спроса<sup>61</sup>.

Можно ожидать, что в ближней перспективе российский экспорт нефти несколько возрастет в период до 2020 г., прежде всего за счет развития нового экспортного направления в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). В период 2020-2030 гг. добыча сырой нефти в России выйдет на практически постоянный уровень, что приведет к неизбежному сокращению экспорта нефти и нефтепродуктов. Эта тенденция проявится более остро после 2030 г., когда добыча нефти начнет сокращаться в связи с исчерпанием ресурсов дешевой нефти. Поддержание экспорта нефти на высоком уровне может потребовать создания в России производств синтетической нефти на базе дешевых углей<sup>62</sup>.

*Природный газ.* В связи с происходящей в мире «сланцевой революцией» перспективы экспорта российского природного газа в Западную Европу (основной импортер российского газа) стали весьма проблематичными. Учитывая, что Россия является наиболее удаленным поставщиком газа, а ее добыча все более смещается в регионы с неблагоприятными климатическими условиями, вполне очевидно, что российский газ в Западной Европе будет наиболее дорогим по сравнению с другими конкурентами. Это означает, что Россия на европейском рынке газа будет выступать как замыкающий поставщик, т.е. значительная часть колебаний спроса на импортируемый газ в этом регионе будет в первую очередь отражаться на ее экспорте.

Сегодня сложно говорить о том, сможет ли российский газ сохранить свою долю на европейском рынке в долгосрочной перспективе. В последнее десятилетие наметился ряд политических и экономических факторов, которые могут повлиять на контуры развития западного направления экспорта природного газа из России в ближайшие несколько десятилетий. Важнейшими среди них являются:

<sup>61</sup> Разработка этого тезиса требует специального глубокого анализа и обоснования.

<sup>62</sup> Это обстоятельство в настоящем прогнозе не рассматривается.

- стремление Европы диверсифицировать источники и направления импортных поставок природного газа для повышения собственной энергетической безопасности;
- развитие глобального рынка сжиженного природного газа (СПГ) и появление новых конкурентов России на европейском рынке газа;
- риски ненадежности поставок природного газа в Европу, обусловленные «газовым конфликтом» России с Украиной;
- высокие затраты на добычу и транспортировку российского газа, обусловленные удаленностью и сложными условиями разработки новых газовых месторождений России, ограничивают диапазон цен, при которых российский газ сохраняет свою конкурентоспособность;
- значительный потенциал возможного развития добычи сланцевого газа в Европе.

Уже к концу текущего десятилетия можно ожидать рост предложения газа на европейском рынке как со стороны существующих конкурентов (Катар, страны Северной Африки), так и за счет выхода на рынок новых поставщиков (Азербайджан, Туркменистан, Иран). Определенные возможности развития поставок СПГ на европейский рынок открываются и для США за счет «бума» добычи сланцевого газа, излишки которого могут быть направлены европейским потребителям. Положение России на европейском рынке газа осложняется тем, что она занимает позицию замыкающего поставщика. Поэтому объемы поставок российского газа в Европу будут очень чувствительны к экспортным возможностям стран-конкурентов, предлагающих свой газ на более гибких условиях, по более низким и мобильным ценам спотового рынка.

Учитывая эти обстоятельства, в ИНИП РАН были проведены исследования по оценке перспектив российского газа на европейском газовом рынке<sup>63</sup>. В результате этих исследований получены возможные предельные оценки спроса на российский газ в Западной Европе (табл. 14).

Как следует из наших расчетов, в 2040 г. ожидаемый импорт российского газа в Европу может различаться примерно в три раза (от 110 млрд м<sup>3</sup> при сильном развитии добычи сланцевого газа в Европе до 303 млрд м<sup>3</sup>, если сланцевый газ не появится на европейском рынке).

Глобализация мирового рынка природного газа заметно ослабила инфраструктурную привязку Европы к России, важную роль начинает играть спотовый рынок. В условиях изменившейся конъюнктуры единственным способом удержания и возможного расширения собственной ниши на европейском рынке для России является отказ от жесткой стратегии в отношении европейских потребителей в сторону более гибкой ценовой политики. Речь должна идти не о поощрительных скидках, а о систематизированном изменении формулы цены на газ, ослаблении влияния корзины нефтепродуктов, включением в нее привязки к другим ненефтяным компонентам и цене природного газа на спотовом рынке. Гибкость контрактов должны обеспечивать более короткие сроки контрактов, смягчение механизмов по пересмотру их основных условий, а также снижение пределов минимальных обязательных отборов.

---

<sup>63</sup> Подробнее см. (Колпаков, 2012).

**Таблица 14. Прогнозные оценки ИИП РАН по спросу Европы на российский газ в зависимости от гипотез снабжения Европы природным газом, млрд м<sup>3</sup>**

		2010	2020	2030	2040	
<b>Сценарии добычи сланцевого газа в Европе</b>	<i>Максимальный</i>	Ожидаемый спрос в Европе	631	683	794	898
		Собственное производство в Европе	316	282	275	201
		В том числе сланцевый газ		0	0	0
		Импорт из стран-конкурентов России	135	248	353	394
		<b>Возможный импорт из России</b>	<b>180</b>	<b>153</b>	<b>166</b>	<b>303</b>
		<b>Возможная доля импорта из России в европейском спросе</b>	<b>28%</b>	<b>22%</b>	<b>21%</b>	<b>34%</b>
	<i>Минимальный</i>	Ожидаемый спрос в Европе	631	683	794	898
		Собственное производство в Европе	316	294	349	394
		В том числе сланцевый газ		12	74	193
		Импорт из стран-конкурентов России	135	248	353	394
		<b>Возможный импорт из России</b>	<b>180</b>	<b>141</b>	<b>92</b>	<b>110</b>
		<b>Возможная доля импорта из России в европейском спросе</b>	<b>28%</b>	<b>21%</b>	<b>12%</b>	<b>12%</b>

Источник: автор.

Что касается восточного направления, то здесь объемы экспорта вряд ли превысят 80-100 млрд м<sup>3</sup> к 2040 г., включая СПГ. Это означает, что суммарный экспорт газа из России к 2040 г., скорее всего, будет находиться в диапазоне 220-400 млрд м<sup>3</sup> в год.

Для сравнения прогнозных оценок экспорта газа, в расчетах ИИЭИ РАН (Макаров А.А., Митрова Т.А., Малахов В.А., (в печати)) отмечается та же тенденция, хотя приводятся значительно более высокие уровни экспорта газа в 2040 г.: от 410 до 490 млрд м<sup>3</sup>, что примерно соответствует прогнозам Минэкономразвития – 455-495 млрд м<sup>3</sup> в год (Министерство экономического развития Российской Федерации, 2012).

*Уголь.* Происходящие изменения в мировом энергетическом хозяйстве приводят к выводу, что потребление угля в мире вряд ли будет расти. В этой связи вполне допустимо предположить сохранение экспорта угля в течение рассматриваемой перспективы на современном уровне (около 50 млн тнэ в год).

## 2.7 Импорт энергоресурсов

Импорт энергоресурсов не будет играть заметной роли в топливно-энергетическом балансе страны, хотя в рассматриваемой перспективе вполне уместно предполагать сохранение определенного импорта в Россию среднеазиатского газа (в пределах 15-30 млрд м<sup>3</sup>/год).

## 2.8 Энергопотребление и энергосбережение

Центральной задачей в перспективном развитии ТЭК страны должно стать решение проблемы энергосбережения, в первую очередь, на основе смены устаревших технологий и оборудования. По имеющимся оценкам, технический потенциал энергосбережения составляет не менее 45% от текущего потребления энергии, а экономический потенциал достигает 75-80% от технически достижимого уровня<sup>64</sup>. Энергосберегающий путь

<sup>64</sup> См. (Башмаков, 2013).



развития требует в несколько раз меньше инвестиционных средств, чем расширение мощностей по производству энергоресурсов.

В 2010 г. потенциал энергосбережения в российской экономике оценивается величиной, близкой к 50% потребления энергии внутри страны. Около 50% этого потенциала приходится на конечное потребление энергии (в том числе 20% составляет возможная экономия энергии в жилых зданиях и около 17% в промышленности). В электроэнергетике технический потенциал экономии энергии близок к 20% суммарного потенциала, а в производстве тепловой энергии – около 17%. По видам энергоресурсов наибольший потенциал заключен в использовании природного газа (65%), около 20% в угле и 14% в нефтепродуктах.

Инновации являются той материальной базой, которая может гарантировать выполнение долгосрочных программ развития ТЭК и обеспечить снижение энергоемкости и электроемкости национальной экономики. В определенной мере повышение эффективности использования энергии будет достигнуто за счет изменения структуры экономики в сторону увеличения доли неэнергоемких производств и секторов, однако, решающий вклад должны обеспечить новые технические решения, способные замедлить рост потребления энергии в стране, способствовать снижению затрат, сократить вредные выбросы в окружающую среду и повысить производительность труда.

Для стимулирования сбережения энергии необходимо опираться на систему законодательных мер, энергосберегающие стандарты и нормативы использования энергии, улучшить информацию о новых типах материалов, оборудования и технологий, мотивировать потребителей энергии и отечественных производителей энергосберегающей продукции. Государство должно взять под свой контроль потребление энергии в стране. Необходимо обеспечить в долгосрочной перспективе темпы сокращения энергоемкости ВВП не менее 3-4% в год.

За последние 10 лет энергоемкость ВВП в России сократилась на 30% к уровню 2000 г. за счет снижения экономической активности в стране и изменения структуры экономики в сторону малоэнергоемких отраслей. Однако она все еще в разы превышает аналогичные показатели в развитых странах и Китае. В период 2000-2010 гг. среднегодовой темп сокращения российской энергоемкости составил около 3,4% с учетом роста в период после 2008 г. Если этот рост рассматривать, как временное влияние финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг., то темп снижения на отрезке 2000-2008 гг. составлял в среднем 4,9%. Высокие темпы снижения энергоемкости демонстрировал также Китай: в среднем 2,8% в год. В развитых странах современные темпы изменения энергоемкости находятся в диапазоне -1,3÷ -1,8% в год<sup>65</sup>.

Вполне допустимо предположить, что в странах с развивающейся экономикой с относительно высокими уровнями энергоемкости темпы сокращения останутся более высокими, чем в развитых странах. Очевидно, что по мере сокращения разрывов в уровнях экономического развития эти темпы будут приближаться к значениям, наблюдаемым в развитых экономиках.

Учитывая значительный начальный потенциал экономии энергии в России, вполне разумно принять в последующих расчетах следующую гипотезу сокращения среднегодовых темпов энергоемкости ВВП по полезной энергии (табл.15):

---

<sup>65</sup> World Bank,

[http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.COMM.GD.PP.KD?order=wbapi\\_data\\_value\\_2010+wbapi\\_data\\_value&sort=desc&cid=GPD\\_31](http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.COMM.GD.PP.KD?order=wbapi_data_value_2010+wbapi_data_value&sort=desc&cid=GPD_31)

**Таблица 15. Темпы снижения энергоемкости**

	2010-2030	2030-2050	2050-2060
При низких темпах роста ВВП (вариант 2)	2,6%	2,1%	1,7%
При высоких темпах роста ВВП (вариант 3)	3,2%	2,7%	2,2%

Источник: автор.

Принятие таких значений сокращения энергоемкости ВВП означает, что к 2060 г. она должна сократиться до 32-35% (в сценариях с низкими темпами экономического роста) и до 23-25% (в сценариях с высокими темпами экономического роста) по сравнению с уровнем 2010 г.

## 2.9 Характеристики энергетических технологий

Технико-экономические показатели основных технологий ТЭК характеризуются следующим набором величин:

- коэффициент полезного действия (КПД),
- удельные капиталовложения,
- постоянная часть затрат (амортизация, прочие постоянные затраты (заданы как процент от капиталовложений) и нормативная прибыль),
- число часов использования технологии в году,
- срок службы технологии,
- выбросы загрязняющих веществ (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, твердые частицы и т.п.).

Показатели даны с учетом возможной динамики их изменения в прогнозном периоде за счет технического прогресса, усложнения конструкций и требований к безопасности и защите окружающей среды. Для получения представительного набора показателей были использованы российские и зарубежные источники информации, публикации в журналах, диссертациях и интернете. Этот набор постоянно корректируется по мере появления новых разработок и идей.

## 2.10 Ограничения на выбросы парниковых газов

Предположительными причинами изменения климата планеты являются выбросы парниковых газов, основную часть которых составляет CO<sub>2</sub>, образующийся при сжигании органических топлив. Поэтому борьба с возможным потеплением климата направлена, в первую очередь, на сокращение сжигания топлив. Естественно ожидать, что это будет оказывать прямое влияние на структуру приходной части топливно-энергетического баланса мира в сторону сокращения углеродосодержащих топлив. В частности, на международном уровне систематически выдвигаются предложения по выходу к 2050 г. на суммарные выбросы парниковых газов, при которых обеспечивается прирост температуры не более +2°C<sup>66</sup>.

<sup>66</sup> В настоящее время эффект глобального потепления составил уже около 0,8°C по сравнению с концом XIX века. Межправительственная группа экспертов по изменению климата (IPCC) полагает, что потепление продолжится и в XXI веке и может достичь 1,1-2,9°C к 2100 г. при условии, что концентрация парниковых газов в атмосфере не более чем удвоится по сравнению с доиндустриальным уровнем. При трехкратном превышении температура возрастет на 2,4-6,4°C к доиндустриальному уровню. При этом предполагается, что пороговое значение, после которого могут катастрофически усилиться негативные тенденции влияния на биоту и здоровье людей, составляет не более 2°C (IPCC, 2007).

По оценкам компании PriceWaterhouseCoopers (PriceWaterhouseCoopers (PWC), 2009), это потребует ежегодного сокращения карбооемкости мирового ВВП на 5,1% в период до 2050 г. При этом Россия должна снизить свою карбооемкость на 90% к уровню 2008 г., что чрезвычайно трудно (если вообще возможно). Естественно, это потребует значительного изменения добычи и использования органических топлив (особенно угля) и увеличения темпов развития безуглеродных технологий (ядерной энергии, новых источников энергии на базе возобновляемых энергоресурсов). Введение ограничений на выбросы CO<sub>2</sub> и других парниковых газов будет оказывать сильное влияние на структуру конечного спроса на топливно-энергетические ресурсы.

В этой связи целесообразно рассматривать прогнозы развития энергетики России для двух крайних вариантов:

- 1) без введения специальных ограничений на выбросы CO<sub>2</sub>;
- 2) с введением таких ограничений с условием выполнения международных обязательств по стабилизации концентрации углерода в атмосфере на уровне 450 ppm к 2050 г., что, вероятно, позволит удержать глобальное потепление в пределах +2°C.

В настоящей работе приведены результаты прогнозирования спроса и балансов только для первого варианта.

### **3 Результаты прогнозных расчетов по развитию ТЭК России в период 2010-2060 гг.**

Ниже представлены результаты новой серии долгосрочных прогнозов развития ТЭК России до 2060 г., подготовленных в рамках совместного исследования по согласованию сценарных условий социально-экономического развития России по низкоуглеродным траекториям до середины XXI века, предложенного Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). Исследование ставит своей целью сопоставить результаты долгосрочных прогнозов развития ТЭК, выполняемых в различных организациях, при согласованных исходных условиях, что позволит более адекватно представить прогнозные оценки и выявить причины отклонения прогнозов. Предполагается, что будут рассмотрены три варианта исходных условий, в рамках которых сформированы различные сценарии<sup>67</sup>.

Здесь рассмотрены только два варианта, которые по своему содержанию наиболее близко соответствуют параметрам прогнозных расчетов, приведенных в материалах Министерства экономического развития РФ (декабрь 2013 г.). Внутри каждого варианта рассмотрены несколько сценариев (табл. 16) в соответствии с вариациями исходных параметров на основе гипотез, приведенных в табл. 17.

Ниже использована следующая индексация сценариев: «ВВП» - «Энергоемкость» - «Экспорт газа» - «CO<sub>2</sub>» - «Экономика безуглеродных технологий». В этой связи, например, сценарий 2-2-2-A2 следует понимать следующим образом: «Умеренные темпы роста ВВП и изменения его структуры, умеренные темпы снижения энергоемкости по полезной энергии при отсутствии добычи сланцевого газа в Западной Европе, без ограничений на выбросы CO<sub>2</sub>, при росте стоимости АЭС и интенсивном сокращении затрат в другие безуглеродные технологии». Ниже на графиках применена следующая индексация вариантов и сценариев:

---

<sup>67</sup> См. подробнее (Башмаков, 2013).

**Таблица 16. Сценарии, рассмотренные в работе**

	<b>Вариант 2</b>		<b>Вариант 3</b>
1	Сценарий 2-2-1-A1	1	Сценарий 3-3-1-A1
2	Сценарий 2-2-1-A2	2	Сценарий 3-3-1-A2
3	Сценарий 2-2-2-A1	3	Сценарий 3-3-2-A1
4	Сценарий 2-2-2-A2	4	Сценарий 3-3-2-A2

Источник: автор.

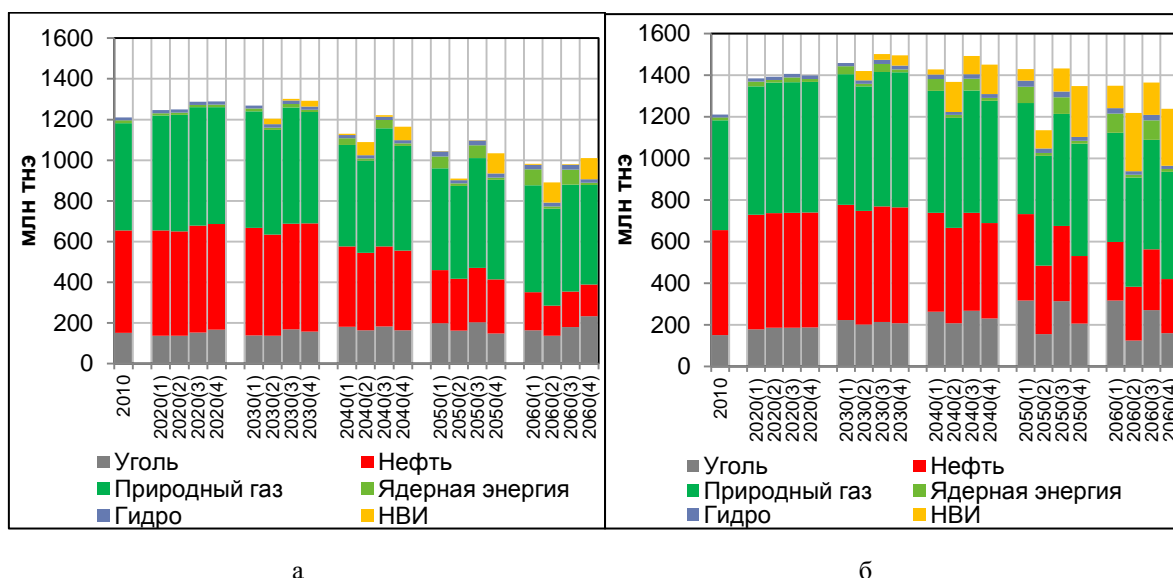
Ожидается, что:

- суммарная добыча первичных энергоресурсов до 2030 г. может возрасти максимально на 50-100 млн тнэ и составить 1200-1300 млн тнэ в варианте 2 или 1300-1400 млн тнэ в варианте 3; после 2030 г. вполне ожидаем медленный спад добычи;
- добыча сырой нефти после 2030 г. начинает медленно сокращаться в связи с исчерпанием дешевых месторождений нефти, а дорогая нефть будет встречать растущую конкуренцию со стороны электроэнергии (электромобили) и водорода, получаемого на первых этапах из природного газа. К 2030 г. могут появиться сильные стимулы к производству синтетических жидких топлив в восточных районах страны из дешевого угля;
- добыча природного газа, скорее всего, может остаться стабильной после 2020 г. на уровне 600-700 млрд м<sup>3</sup>;
- большого прорыва в добыче угле не предвидится;
- после 2030 г. заметный вклад в энергоснабжение страны начнут оказывать новые источники энергии в связи с ожидаемыми увеличениями их эффективности и снижением затрат;
- большого прогресса в области атомной энергетики не предвидится при ожидаемых стоимостях этой технологии.

**Таблица 17. Семейство вариантов исходных условий, рассматриваемых в работе**

<b>Входные параметры</b>	<b>Варианты</b>	<b>2010-2030</b>	<b>2031-2050</b>
Темпы роста ВВП и изменение структуры добавленной стоимости	Вариант 2	Среднегодовой темп прироста ВВП составляет 3%, умеренные изменения в структуре добавленной стоимости	Среднегодовой темп прироста ВВП составляет 2%, умеренные изменения в структуре добавленной стоимости
	Вариант 3	Среднегодовой темп прироста ВВП составляет 5%, интенсивные изменения в структуре добавленной стоимости	Среднегодовой темп прироста ВВП составляет 4%, интенсивные изменения в структуре добавленной стоимости
Население	Варианты 2 и 3	В обоих вариантах приняты одинаковые уровни населения: медленное сокращение до 135-138 млн чел. к 2030 г. с последующим ростом и стабилизацией на уровне 140 млн чел.	
Темпы сокращения энергоёмкости ВВП по полезной энергии	Вариант 2	Среднегодовой темп снижения энергоёмкости ВВП по полезной энергии составляет 2,5-2,6%	Среднегодовой темп снижения энергоёмкости ВВП по полезной энергии составляет 2-2,1%
	Вариант 3	Среднегодовой темп снижения энергоёмкости ВВП по полезной энергии составляет 3-3,2%	Среднегодовой темп снижения энергоёмкости ВВП по полезной энергии составляет 2,5-2,7%
Экспорт природного газа в Западную Европу	Варианты 2 и 3, сценарий 1	Предполагается, что в этот период конъюнктура для российского газа на рынках Западной Европы окажется неблагоприятной в связи с возможным ростом собственной добычи сланцевого газа и расширением поставок со стороны конкурентов России на этом рынке	После 2030 г. возможности добычи сланцевого газа будут исчерпаны, а поставки со стороны конкурентов будут сокращаться, что приведет к восстановлению экспорта природного газа
	Варианты 2 и 3, сценарий 2	Сланцевый газ не получает развития в Европе, а конкуренты концентрируются на рынках Юго-Восточной Азии. В результате перед Россией открываются хорошие возможности для наращивания экспорта в Европу	После 2030 г. благоприятная конъюнктура на рынках Западной Европы сохраняется
Экспорт нефти и нефтепродуктов	Варианты 2 и 3	Экспорт нефти снижается к 2040 г. до 140-145 млн т. Увеличение экспорта нефти приводит к развитию производства синтетической нефти из угля вместо добычи дорожающей природной нефти	
Изменение стоимости безуглеродных технологий (АЭС и новых источников энергии)	Варианты 2 и 3, сценарий 1	Сохранение стоимости АЭС в течение всего периода на уровне 3000 долл./кВт. Для новых источников энергии (солнечная, ветровая, геотермальная и др.) удельные затраты медленно сокращаются с 4000 долл./кВт до 2000 долл./кВт	
	Варианты 2 и 3, сценарий 2	В этом варианте исследуются две противоположные тенденции изменения затрат. Стоимость АЭС возрастает к середине века до 6000 долл./кВт, а стоимость новых источников энергии интенсивно сокращается до 1000 долл./кВт.	
Ограничения на выбросы CO <sub>2</sub>	Варианты 2 и 3	Без ограничений на выбросы CO <sub>2</sub>	

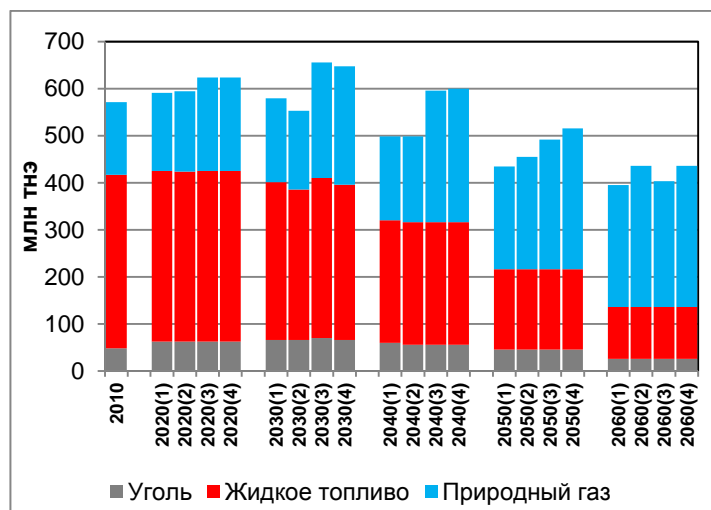
**Рисунок 2. Прогнозы добычи (производства) первичных энергоресурсов по варианту 2 (а) и 3 (б) Безуглеродные энергоресурсы даны по физическому эквиваленту: 1 кВт-ч=0,086 кгнэ**



НВИ – новые возобновляемые источники.

Источник: автор

**Рисунок 3. Прогнозы экспорта органических топлив**



Источник: автор

В соответствии с принятыми допущениями экспорт энергоресурсов может развиваться по двум сценариям:

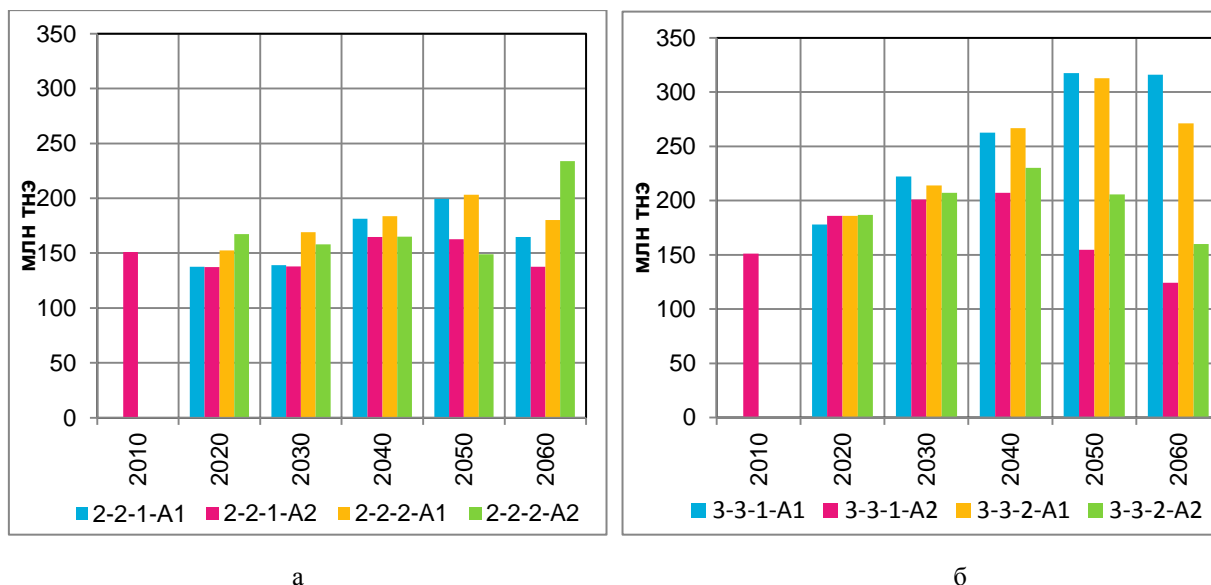
- 1) временное снижение конъюнктуры для российского газа в Западной Европе в период до 2030 г.;
- 2) рынок для российского газа остается открытым в течение всего периода.

В первом случае объемы экспорта энергоресурсов к 2030 г. могут сократиться на 50 млн тнэ по сравнению с 2020 г., а к 2040 г. упасть еще на 50 млн тнэ. Основное сокращение будет происходить за счет снижения экспорта нефти и нефтепродуктов и природного газа.

Во втором случае экспорт будет сохраняться на уровне около 650 млн тнэ в течение 2020-2030-х годов с последующим снижением к 2040 г. до 600 млн тнэ. Основное сокращение будет происходить за счет нефти и нефтепродуктов.

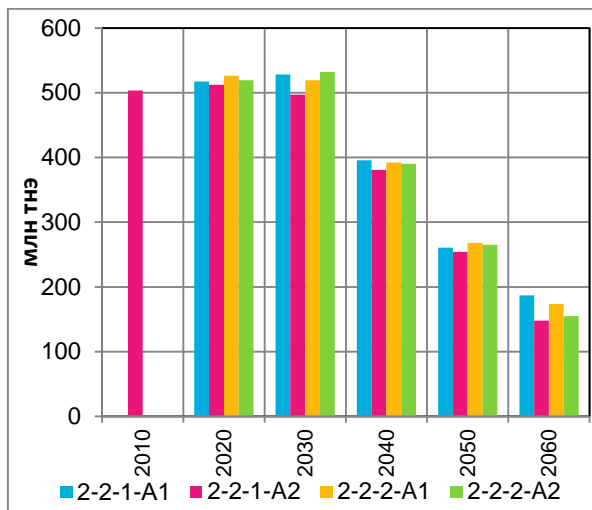
- после 2020 г. станет заметен вклад новых источников энергии: в варианте 2 – до 15-30 млн тнэ к 2030 г. и до 45-70 млн тнэ к 2040 г., а варианте 3 – до 40-60 млн тнэ к 2030 г. и до 95-125 млн тнэ к 2040 г. соответственно;
- интенсивное снижение затрат на новые источники энергии (сценарии А2) будут способствовать более активному росту выработки энергии от новых источников;
- электроэнергетика станет основной сферой, где будет наблюдаться эффект от внедрения новых источников энергии;
- рост при низких темпах экономического развития до 1200-1300 млрд кВт-ч к 2030 г. и до 1500-1650 млрд кВт-ч к 2040 г. При высоких темпах рост будет более выраженным: к 2030 г. до 1600-1750 млрд кВт-ч и до 2250-2500 млрд кВт-ч к 2040 г.;
- более высокие темпы роста следует ожидать в сценариях со значительным удешевлением новых источников энергии.

**Рисунок 4. Прогнозы добычи угля по варианту 2 (а) и 3 (б)**

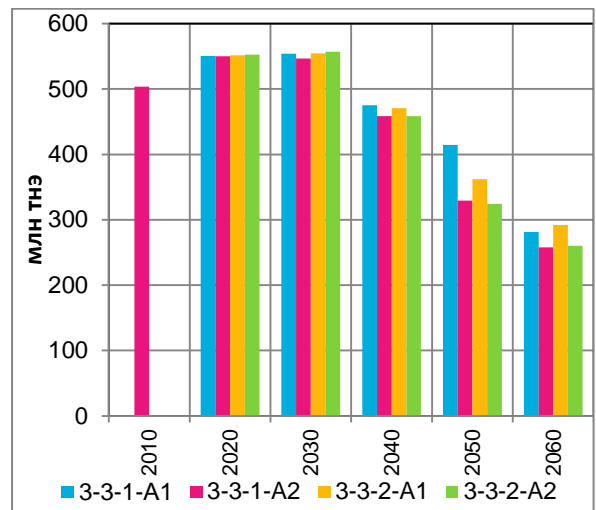


Источник: автор

**Рисунок 5. Прогнозы добычи сырой нефти по варианту 2 (а) и 3 (б)**



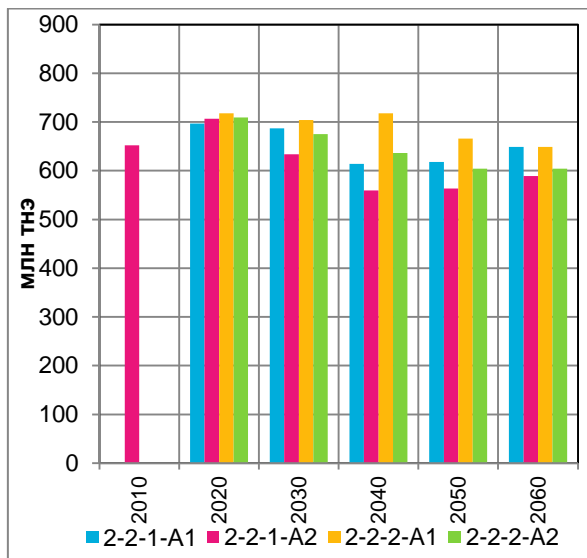
а



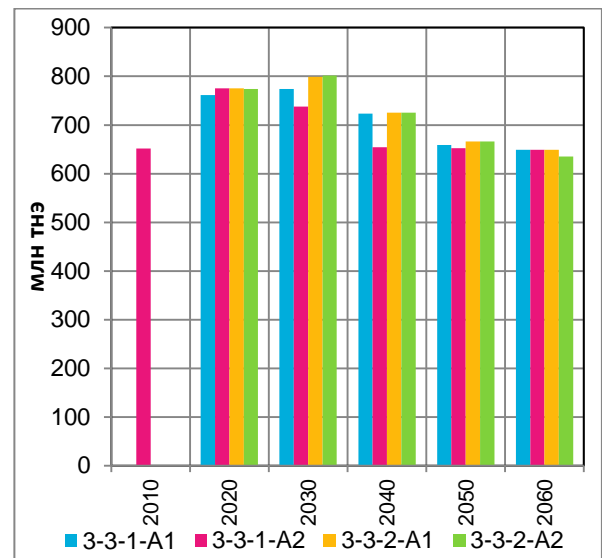
б

Источник: автор

**Рисунок 6. Прогнозы добычи природного газа по варианту 2 (а) и 3 (б)**



а

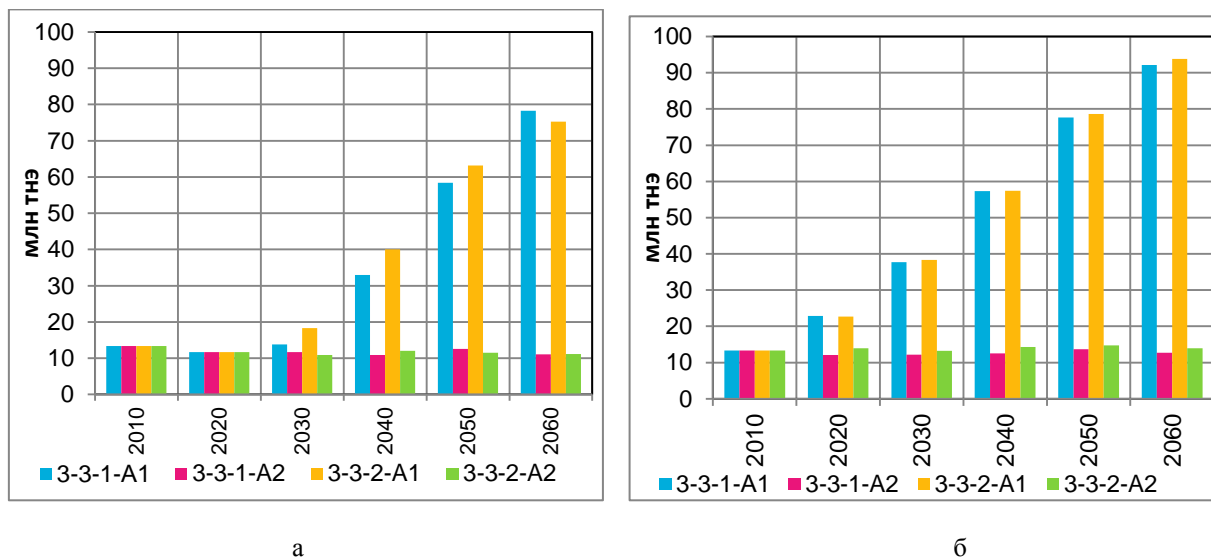


б

Источник: автор

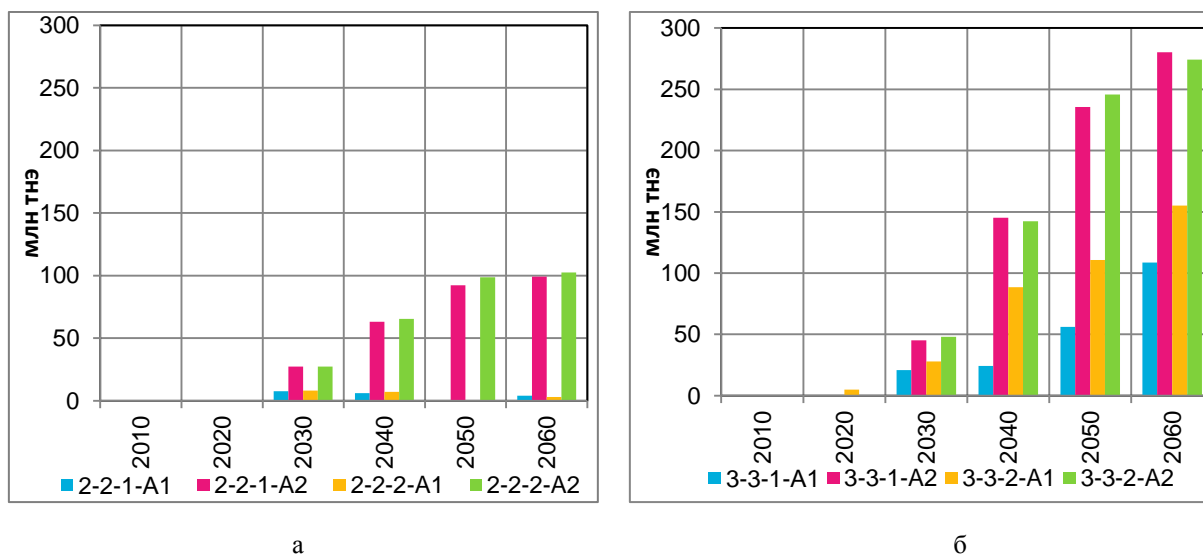


**Рисунок 7. Прогнозы производства ядерной энергии по варианту 2 (а) и 3 (б)**



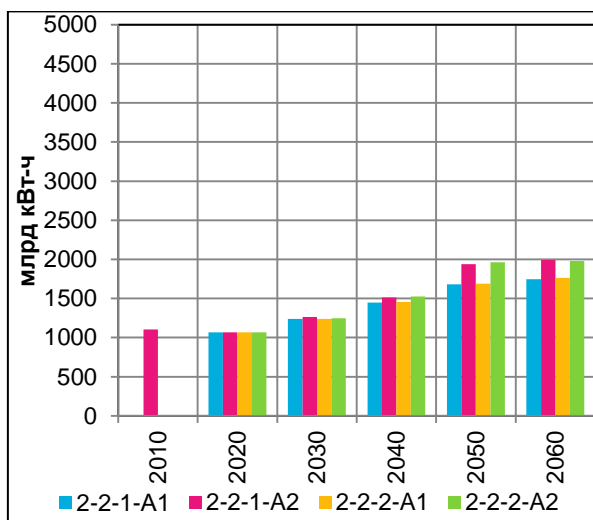
Источник: автор

**Рисунок 8. Прогнозы производства энергии от НВИ по варианту 2 (а) и 3 (б)**

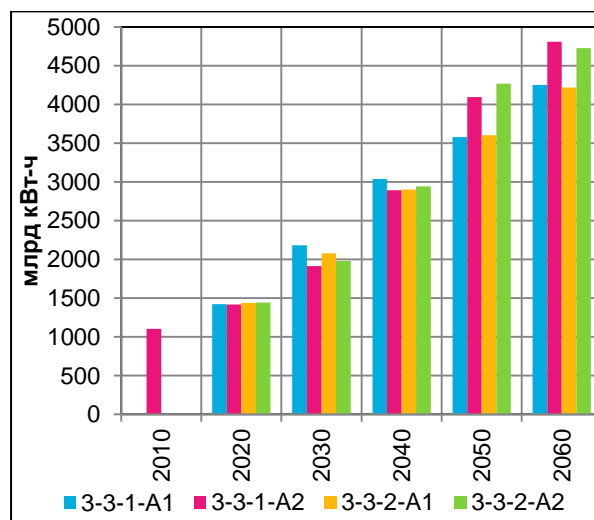


Источник: автор

**Рисунок 9. Прогнозы выработки электроэнергии по варианту 2 (а) и 3 (б)**



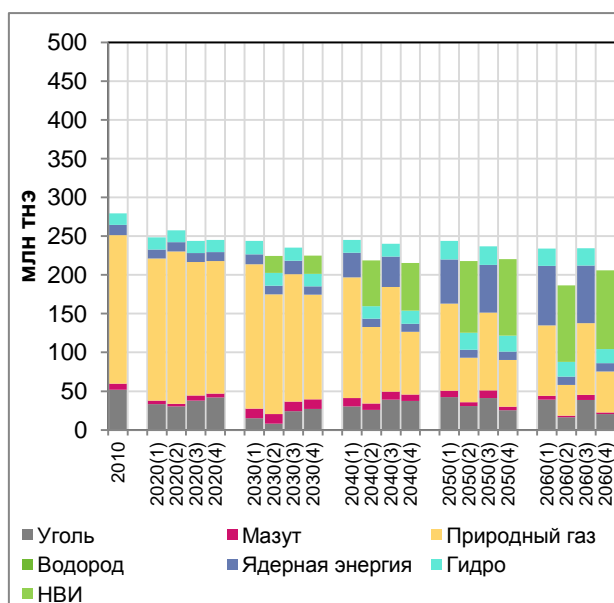
а



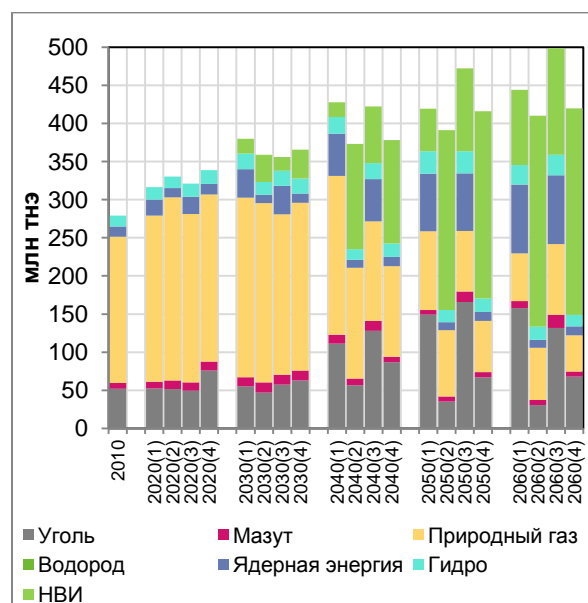
б

Источник: автор

**Рисунок 10. Прогнозы потребления энергоресурсов на выработку электроэнергии по варианту 2 (а) и 3 (б). Безуглеродные энергоресурсы даны по физическому эквиваленту: 1 кВт-ч=0,086 кгнэ**



а

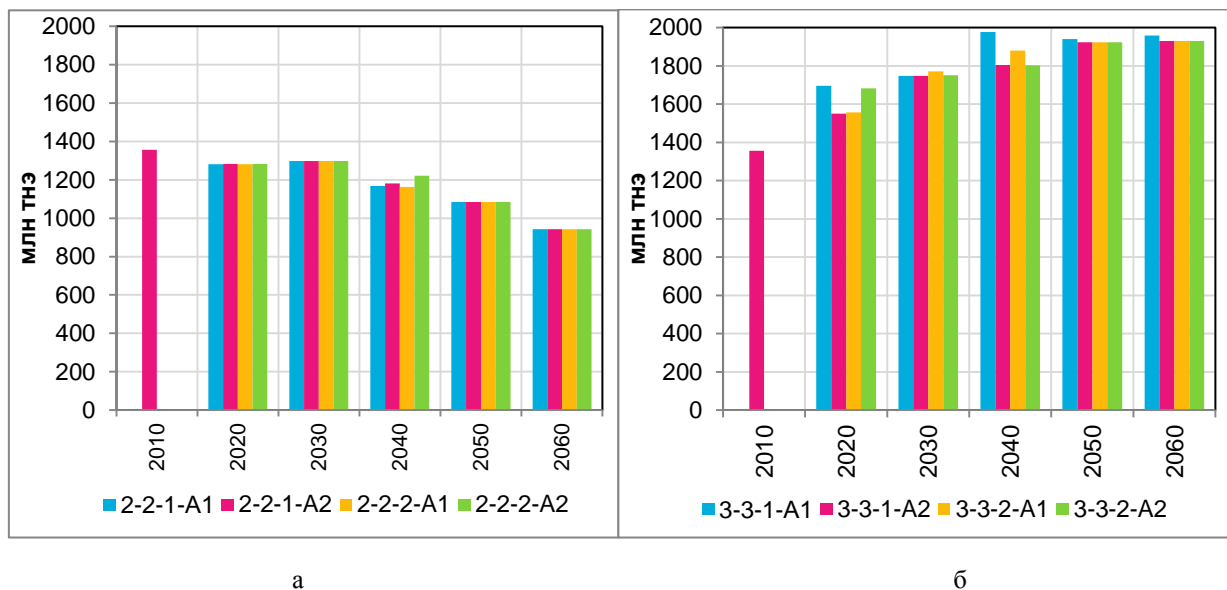


б

НВИ – новые возобновляемые источники.

Источник: автор.

**Рисунок 11. Прогнозы производства тепловой энергии по варианту 2 (а) и 3 (б)**

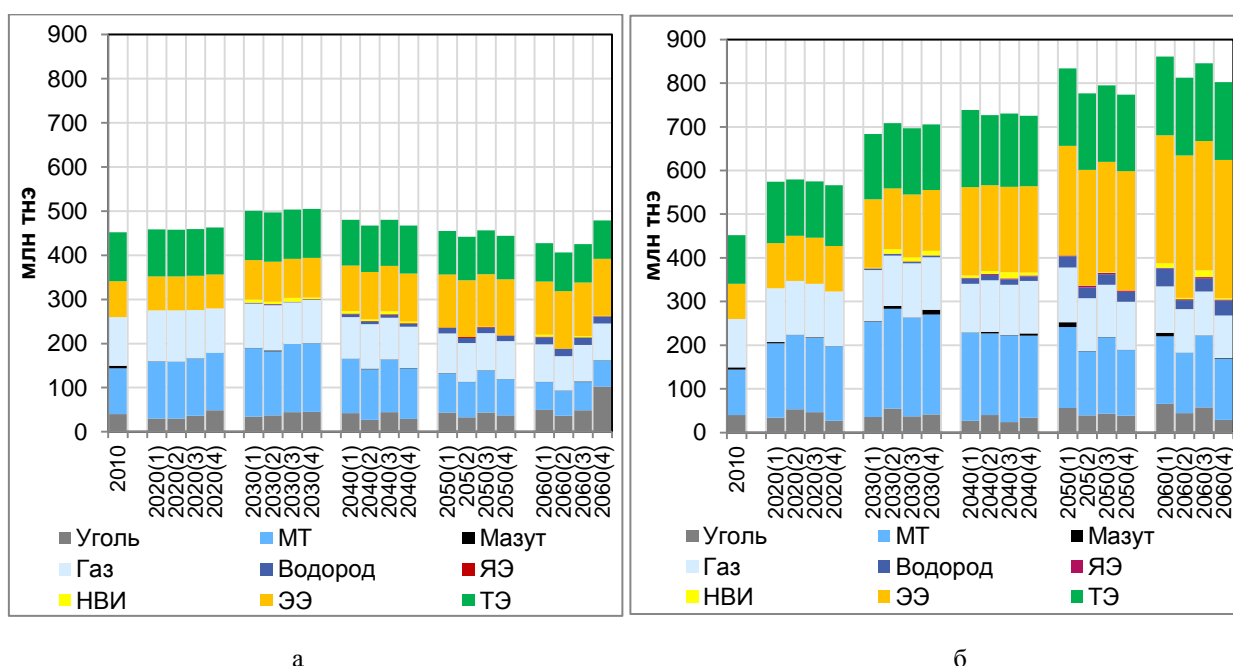


Источник: автор.

Сделаны следующие выводы:

- потребление энергоресурсов на выработку электроэнергии будет сокращаться в связи с повышением эффективности использования топлива на традиционных топливных электростанциях и увеличением доли безуглеродных технологий, которые даны в пересчете по физическому эквиваленту (1 кВт·ч=0,086 кгнэ);
- при низких темпах развития потребление энергоресурсов будет сокращаться на протяжении всего периода, при высоких темпах абсолютное сокращение начнет наблюдаться только после 2030 г.;
- новые источники энергии будут активно вытеснять природный газ из топливного баланса электростанций, особенно в сценариях с повышенным экспортом газа;
- доля безуглеродных технологий будет систематически расти до 30-35% к 2040 г. в варианте 2 и до 40-45% в варианте 3;
- при низких темпах экономического роста потребление тепловой энергии от централизованных источников будет медленно сокращаться в связи с повышением эффективности использования энергии в зданиях, при высоких темпах следует ожидать некоторого роста до 2030 г. с последующей стабилизацией;
- к 2030 г. в структуре производства тепловой энергии эффективными становятся тепловые насосы;
- наиболее динамичный рост в структуре конечного потребления будет наблюдаться у электроэнергии, доля которой увеличится с 18% в 2010 г. до 23-25% в варианте 2 и до 25-27% в варианте 3 к 2040 г.;
- следует ожидать удвоения потребления моторных топлив к 2030 г. с последующим медленным сокращением за счет роста использования электроэнергии (электромобили) и водорода, получаемого из природного газа;
- вклад новых источников энергии и ядерной энергии в этом периоде будет незначительным.

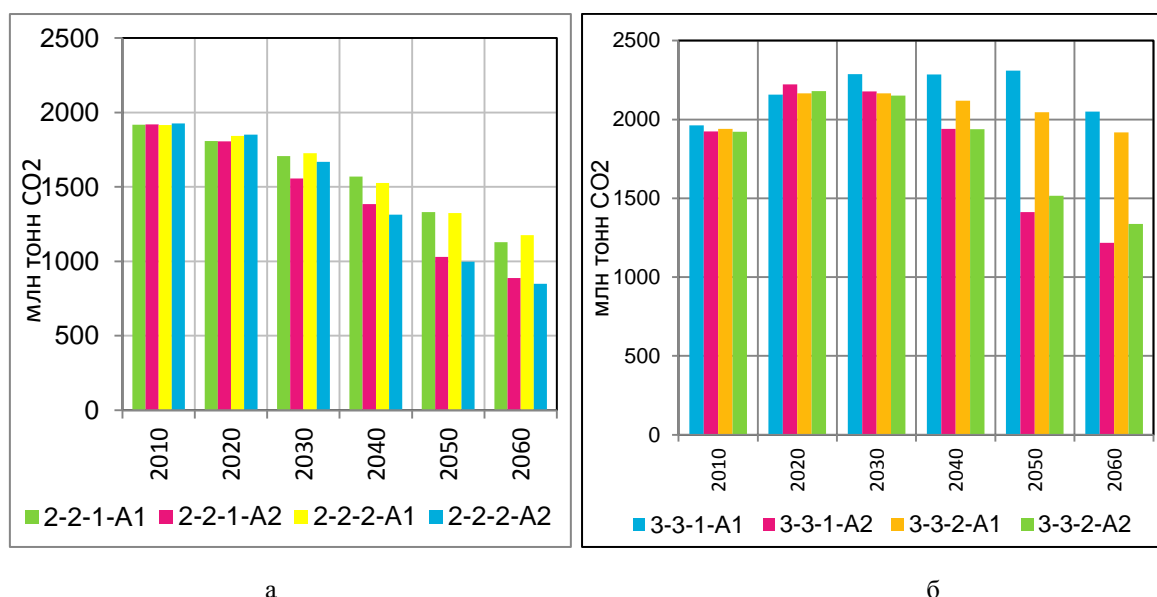
**Рисунок 12. Прогнозы потребления конечной энергии по варианту 2 (а) и 3 (б)**



МТ – моторное топливо; ЯЭ – ядерная энергия; ЭЭ – электроэнергия; ТЭ – теплоэнергия; НВИ – новые возобновляемые источники.

Источник: автор

**Рисунок 13. Прогнозы выбросов CO<sub>2</sub> по варианту 2 (а) и 3 (б)**



Источник: автор

- при умеренных темпах экономического развития вполне вероятно ожидать систематического сокращения выбросов CO<sub>2</sub> за счет изменения структуры экономики, увеличения добычи природного газа и освоения новых безуглеродных энерготехнологий,
- при высоких темпах до 2030 г. будет наблюдаться некоторое увеличение выбросов CO<sub>2</sub>, а сокращение выбросов в последующий период будет сильно зависеть от

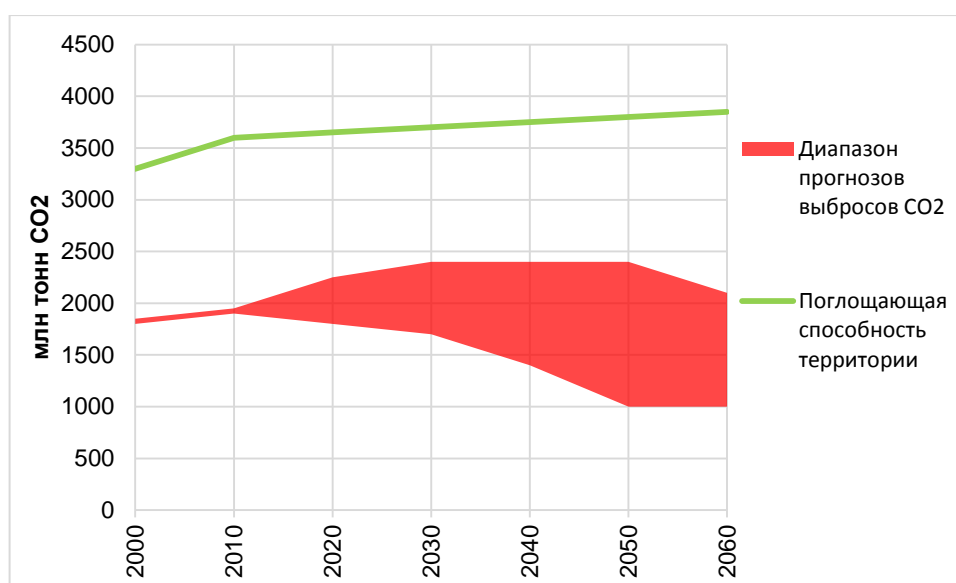
величины поставок природного газа на внутренний рынок и от прогресса в освоении безуглеродных технологий;

- в течение всего XXI века выбросы CO<sub>2</sub> объектами ТЭК России будут, по крайней мере, на 1-1,5 млрд т CO<sub>2</sub> меньше, чем поглощающая способность по углероду территории страны. Это означает, что Россия остается огромным поглотителем «чужих» выбросов CO<sub>2</sub>!<sup>68</sup>

**Таблица 18. Оценка спроса на инвестиции в развитие ТЭК, млрд долл.**

Варианты	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2051-2060	Всего 2011-2060
2-2-1-A1	650	925	850	915	845	4185
2-2-1-A2	650	895	790	860	750	3945
2-2-2-A1	670	920	930	945	810	4275
2-2-2-A2	660	940	890	915	850	4255
3-3-1-A1	890	1375	1505	1740	1630	7140
3-3-1-A2	870	1175	1325	1430	1395	6195
3-3-2-A1	915	1320	1645	1760	1680	7320
3-3-2-A2	900	1210	1455	1465	1360	6390

**Рисунок 14. Прогноз динамики поглощающей способности территории России и выбросов CO<sub>2</sub> объектами ТЭК**



Источник: автор.

<sup>68</sup> Подробнее см. (Федоров, Моисеев, Синяк, 2011).

## Литература

1. BP (2012) Statistical Review of World Energy, BP, 2012.
2. EIA US DOE (2012). International Energy Outlook 2011. 2012.
3. Ernst & Young (2013) Нефть и газ Арктики – 2013.
4. Hubbert M. King, (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. – 1956.
5. IPCC (2007). Fourth assessment report, Climate Change: Synthesis report. – 2007.
6. Masters C.D. Root D.H., Turner R.M. (1997). World Resource Statistics for Electronic Access. USGS. 1997
7. PriceWaterhouseCoopers (2009). Low Carbon Economy Index. – 2009.
8. USGS (2000). World Petroleum Assessment, USGS 2000.
9. World Energy Council (2010). Survey of Energy Resources – 2010.
10. Worldbank [В Интернете]. - World Bank, [http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.COMM.GD.PP.KD?order=wbapi\\_data\\_value\\_2010+wbapi\\_data\\_value&sort=desc&cid=GPD\\_31](http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.COMM.GD.PP.KD?order=wbapi_data_value_2010+wbapi_data_value&sort=desc&cid=GPD_31).
11. Башмаков И.А. (2013). Разработка комплексных долгосрочных программ энергосбережения и повышения энергоэффективности: методология и практика, диссертация на соискание степени доктора экономических наук: ИНИ РАН, 2013.
12. Башмаков И.А. (2013). Формирование согласованных сценарных условий социально-экономического развития России по низкоуглеродным траекториям до середины XXI века. – Москва: ЦЭНЭФ, 2013 г.
13. Колпаков А.Ю. (2012). Влияние европейского рынка газа на состояние топливно-энергетического комплекса России, магистерская диссертация. – Москва: МФТИ, 2012 г.
14. ИНИ РАН (2013). Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы [Раздел книги] // Перспективы развития экономики России: прогноз до 2030 года. – Москва: Анкил, 2013.
15. Макаров А.А., Митрова Т.А., Малахов В.А. Прогноз мировой энергетики и следствия для России // Проблемы прогнозирования. – В печати.
16. Министерство экономического развития Российской Федерации (2012). Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. – 2012.
17. Некрасов А.С. Синяк Ю.В. (2007). Топливо-энергетический комплекс // Прикладное прогнозирование национальной экономики. Учебное пособие. – Москва: Экономист, 2007.
18. Синяк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В., Колпаков А.Ю. (2013). Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы // Проблемы прогнозирования. – 2013 г.. – 1.
19. Смыслов А.А., Межеловский Н.В., Морозов А.Ф. и др. (2001). Недра России. Т. 1: Полезные ископаемые. СПб.; М.: СПбГИ, 2001. 547 с.
20. Федоров Б.Г. Моисеев Б.Н., Синяк Ю.В. (2011). Поглощающая способность лесов России и выбросы углекислого газа энергетическими объектами // Проблемы прогнозирования. – 2011 г. –1.

ИНЭИ РАН

А.А. Макаров

## Сценарии Энергетической стратегии России до 2050 г.

---

Правительство приняло решение о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 г. с пролонгацией до 2035 г., а Минэнерго РФ сочло полезным разработать концепцию Энергетической стратегии до 2050 г. Здесь представлены первые результаты прогнозов развития экономики и энергетики России до середины XXI века.

Россия – один из лидеров мировой энергетики, и в её экономике энергетический комплекс (ЭК) с экспортом его продукции играет ведущую роль. Поэтому развитие экономики и особенно энергетики России во многом определяется **перспективами мировой экономики и энергетики**; при разработке Стратегии они оценены экстраполяцией до 2050 г. прогнозов эволюции мировых энергетических рынков на период до 2040 г. (ИНЭИ РАН, 2013, Галкина и др., 2014).

К середине века, в основном, завершится переход от высокой к низкой рождаемости и смертности. По прогнозу ООН<sup>69</sup>, население Земли увеличится с 6,9 млрд чел. в 2010 г. до 8,6 млрд чел. в 2035 г. и до 9,3 млрд чел. в 2050 г. Основной рост населения сместится в Африку (в 2,1 раза, 49% мирового прироста) и Индию (в 1,4 раза, 19% прироста), притом что численность населения Китая изменится мало. При этом рост ВВП мира будет меньше прежних прогнозов – в 2,7 раза к 2035 г. и в 3,3-3,4 раза к 2050 г. при разнонаправленном развитии экономики развитых и развивающихся стран (Григорьев, 2013).

Расход первичной энергии в мире увеличится на 33% в 2010-35 гг. и ещё на 20% к 2050 г., что втрое меньше среднегодовых приростов ВВП и медленнее роста энергопотребления за последние 30 лет. Почти весь прирост спроса обеспечат развивающиеся, в основном азиатские, страны, а страны ОЭСР к 2050 г. сократят расход нефти от 2010 г. на 24% и угля на 33%, использование атомной энергии практически стабилизируют и будут развиваться на новых возобновляемых источниках энергии (НВИЭ).

До 2050 г. нет угрозы исчерпания глобальных ресурсов газа, нефти или угля, но будут достигнуты максимумы их традиционной добычи, а «сланцевая революция» на 20-25 лет отодвинет казавшуюся столь близкой угрозу исчерпания нефти и газа. Не ожидается и коренных изменений топливной корзины: углеводороды сохранят доминирование, обеспечивая более половины производства энергоресурсов, а доли ископаемых видов топлива выровняются (нефть снизится до 26%, уголь до 24%, газ увеличится до 26%), и к ним приблизятся остальные источники (в сумме 24%). Но, как показано в (ИНЭИ РАН, 2013, Галкина и др., 2014), эти структурные изменения и диверсификация энергоресурсов по регионам мира существенно увеличат риски российского экспорта всех видов топлива.

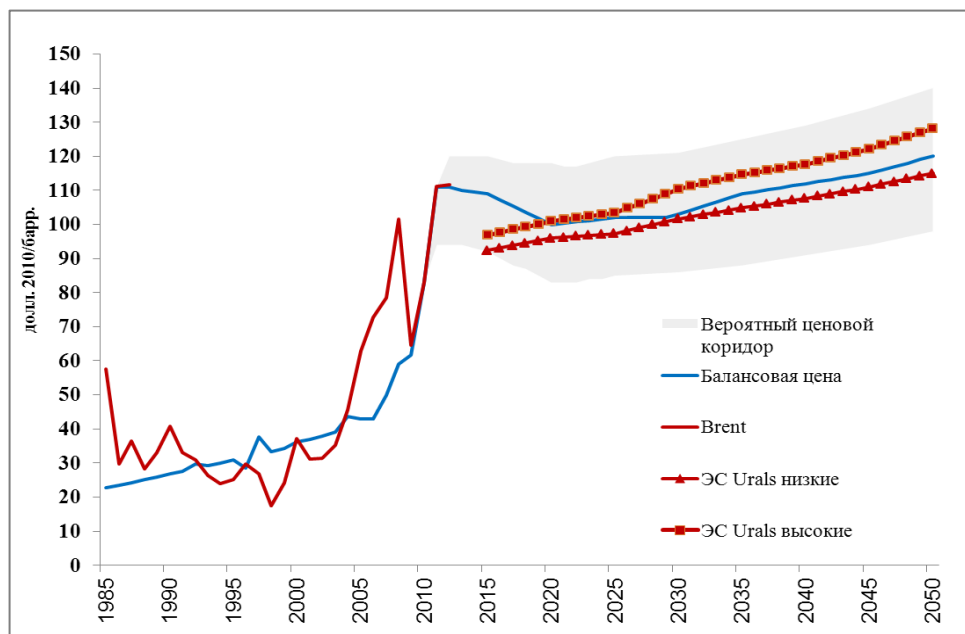
Исследование динамики цен нефти и газа (ИНЭИ РАН, 2013) не выявило фундаментальных оснований для слишком высоких или низких прогнозов. Балансовые цены нефти снизятся в текущем десятилетии и после стагнации до конца 20-х годов восстановят рост, но до середины века, вероятно, не выйдут из диапазона 90-140 долл.

---

<sup>69</sup> World Population Prospects, the 2010 Revision, UN Population Division.

США 2010 г. за баррель (рис. 1). С ними коррелируют цены газа, для которых до 2025-30 гг. вероятен ещё больший спад с ускоряющимся ростом к концу периода. Цены на газ отразят дальнейшую регионализацию рынков и существенный разрыв уровней между Северной Америкой, Европой и Азией (рис. 2). На рис. 1 и 2 линии с маркерами показывают диапазон цен, согласованный для текущего десятилетия с оценками МЭР и принятый в расчётах для Энергетической стратегии России.

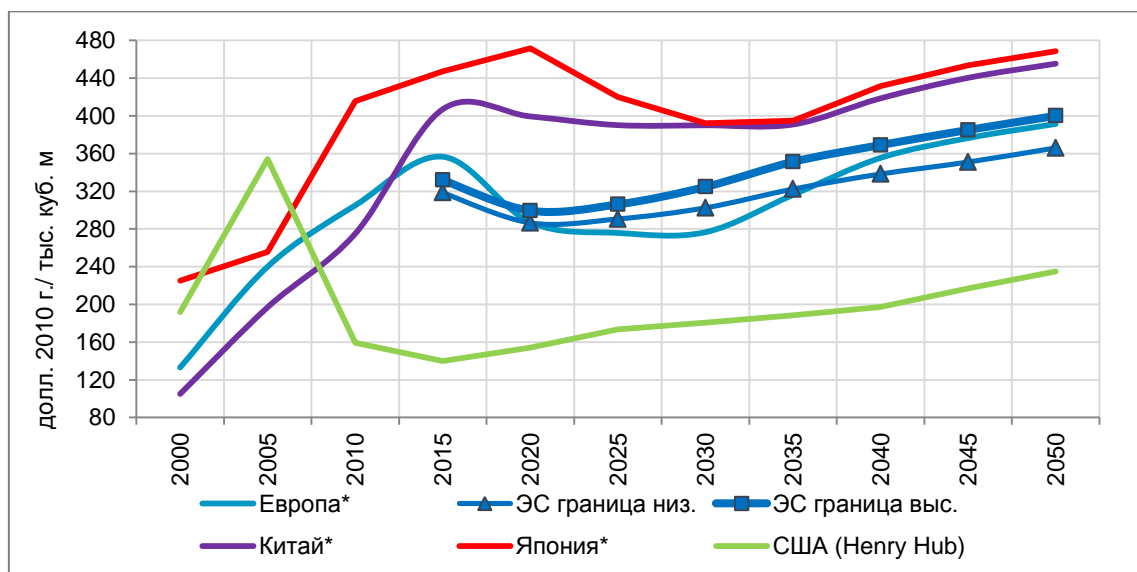
**Рисунок 1. Прогнозный ценовой коридор балансовых\* цен нефти**



\* Цены экономического равновесия спроса и предложения нефти на мировых рынках

Источник: автор

**Рисунок 2. Прогнозные средневзвешенные\* цены на газ по региональным рынкам**



\* Средневзвешенные между ценами долгосрочных контрактов, привязанных к альтернативным видам топлива, и биржевыми ценами с учетом объемов потребления.

Источник: автор

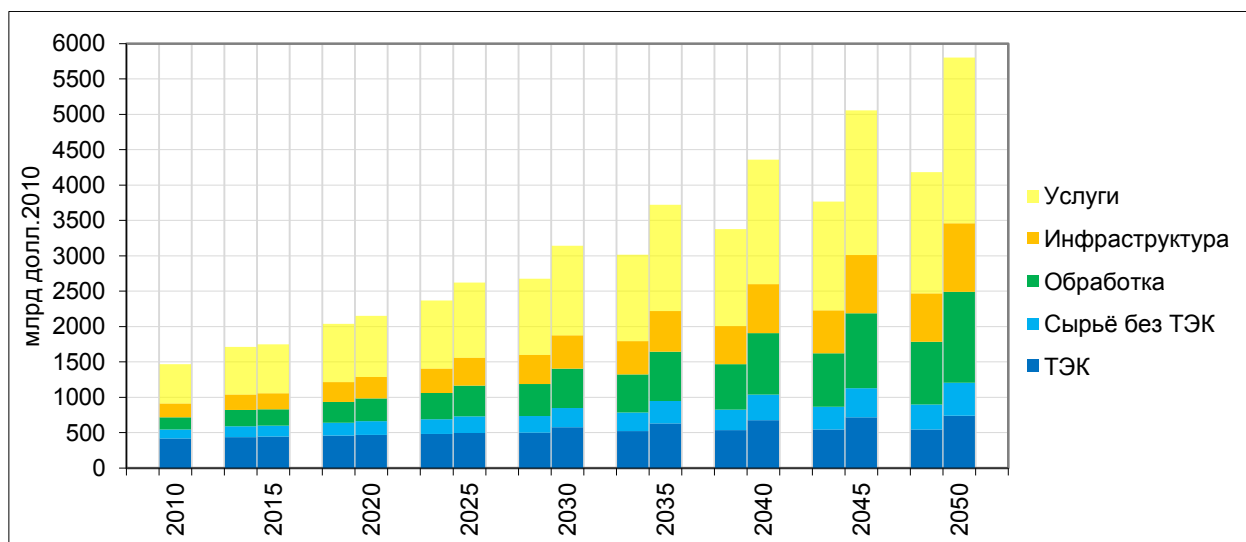


Глобальный кризис неожиданно сильно потряс экономику России и за пять лет сбил её с бурного развития на траекторию вялой эволюции. Начавший XXI век 7-процентный рост ВВП захлебнулся, и в официальном прогнозе<sup>70</sup> до 2030 г. представлены в 2-3 раза меньшие темпы развития экономики.

Таким образом, предстоящий период полон неожиданностей вне и внутри страны, и поэтому Энергетическая стратегия России предлагает не конкретный план действий («дорожные карты»), а **целевой сценарий** (достижимый при благоприятных условиях) развития энергетики страны и его трансформации в неблагоприятных условиях.

Энергетическая стратегия должна своим целевым сценарием обеспечить инновационное развитие экономики России и вытекающие из него требования к энергетике страны и регионов. По инновационному варианту МЭР с 2010 по 2030 гг. численность населения страны сохранится в пределах 142-144 млн чел., а ВВП удвоится. Его экстраполяция на модельно-информационном комплексе ИНЭИ РАН (см. врезка 1) увеличит экономику России в 2,5 раза до 2035 г. и почти в 4 раза к 2050 г. при сокращении населения до 135-136 млн чел. ЭК по-прежнему будет локомотивом экономики в текущем десятилетии, но его вклад в ВВП сократится с 29% в 2010 г. до 17% в 2035 г., а к 2050 г. опустится ниже 13% (рис. 3).

**Рисунок 3. Динамика и структура ВВП России для двух сценариев**



Источник: автор

Но развитие энергетики подвержено внешним и внутренним угрозам, их реализация замедлит развитие энергетики по сравнению с целевым сценарием и породит существенные риски для экономики страны (подробнее см. Макаров и др., 2013). Комплексный риск-анализ целевого сценария Стратегии показал опасность сдерживания роста ВВП России до уровней, близких к базовому варианту МЭР: удвоение относительно 2010 г. к 2035 г. и рост в 2,8-2,9 раза к 2050 г. Такая экономика порождает **сдержанный сценарий** Энергетической стратегии, и при всей привлекательности целевого сценария приходится вслед за МЭР признать большую вероятность его реализации.

**Внутренний спрос на энергию** увеличится в целевом сценарии с 2010 г. на 27% к 2035 г. и на 37% к 2050 г., а в сдержанном – соответственно на 22 и 29%, и основной прирост обеспечат электроэнергетика, транспорт и использование топлива в качестве сырья.

<sup>70</sup> Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г., Министерство экономического развития РФ (МЭР), Москва, ноябрь 2013.

Энергоёмкость ВВП уменьшится в целевом сценарии вдвое к 2035 г. и втрое к 2050 г., а в сдержанном сценарии соответственно лишь на 40% и 55% из-за сокращения структурной экономии при замедлении экономики и уменьшения средств на энергосбережение.

### **Врезка 1. Модельно-информационный комплекс SCANER**

Модельно-информационный комплекс SCANER – уникальный инструмент системных исследований развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России как важной части национальной экономики и мировых энергетических рынков на средне- и долгосрочную перспективу (до 2030-2050 гг.)

SCANER объединяет в себе большие массивы верифицированной и постоянно актуализируемой энергетической, экономической и технической информации, мощные аналитические средства и более двух десятков математических моделей для комплексного прогнозирования и оптимизации развития энергетики страны и мира по основным стадиям преобразования энергии: от производства (около 20 видов первичных энерго-ресурсов) до использования потребителями (10 основных энергоносителей). SCANER позволяет решать широкий спектр задач стратегического планирования и управления в энергетике как на государственном, так и на корпоративном уровнях. Регулярно обновляемая и пополняемая информационная среда модельного комплекса SCANER представляет собой синтез государственной, ведомственной и корпоративной статистики. Разработаны методы верификации этой информации на интерактивных имитационных моделях, обеспечено ее автоматизированное отображение в сводных оптимизационных моделях с содержательной интерпретацией и проверкой получаемых решений и представлением их в российском и международном форматах. Трехуровневая система согласованности расчетов в SCANER позволяет учитывать межотраслевые и территориальные взаимосвязи энергетики, а также её связи с экономикой (включая ответное воздействие ТЭК на экономику). SCANER представляет собой совокупность имитационных и оптимизационных моделей и связанных с ними информационных систем (баз данных и экспертных аналитических средств).

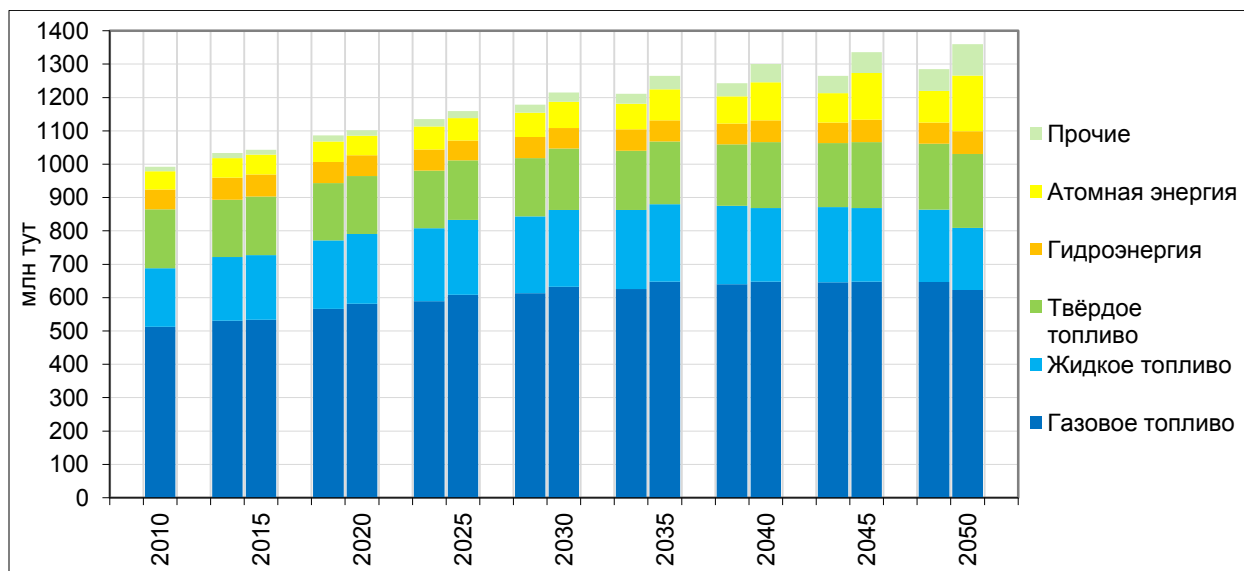
SCANER использует матричную (четырёхуровневую отраслевую и трёхуровневую территориальную) организацию тысяч энергетических объектов в разных аспектах их деятельности со сложной структурой прямых и обратных производственно-экономических связей. В состав комплекса входят несколько информационно-модельных блоков, предусматривающих максимально широкий охват проблем развития энергетики мира, России и ее регионов:

- блок формирования сценариев внешних условий;
- блок прогнозирования развития мировой энергетики;
- блок прогнозирования социально-экономического развития России и регионов;
- блок прогнозирования энергопотребления и формирования топливно-энергетических балансов (ТЭБ);
- блок электроэнергетики;
- блок нефти и нефтепереработки;
- газовый блок;
- угольный блок.

Подробнее см. Макаров и др., 2011; Макаров, 2012, [http://www.eriras.ru/files/skaner\\_light.pdf](http://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf)

Основным энергоресурсом на внутреннем рынке на протяжении всего периода останется природный газ: 51-53% до 2035 г. при снижении до 45-46% в 2050 г. До 2035 г. стабилизируется также доля нефтепродуктов (18-19%) с уменьшением до 13-14% к 2050 г. при кратном сокращении использования мазута. С 13% в 2010 г. до 15-16% в 2035 г. и до 24% в 2050 г. возрастет использование неуглеродных энергоресурсов (в основном, атомной энергии), которые будут замещать твердые топлива, уменьшив их долю с 18% до 15-16% (рис. 4).

**Рисунок 4. Потребление основных энергоресурсов**

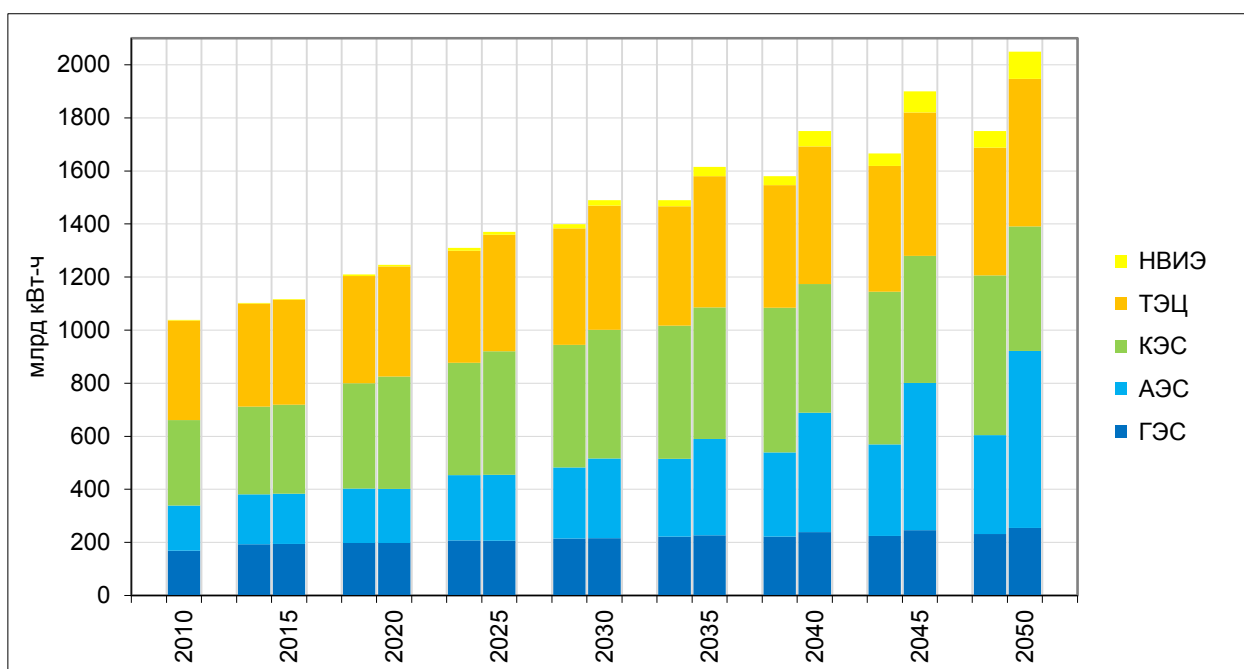


Источник: автор

Потребление электроэнергии увеличится на 43-54% к 2035 г. и в 1,7-2 раза в 2050 г. при углублении электрификации с замещением в целевом сценарии топлива на 6% в промышленности, на 8% в жилищном хозяйстве и на 30% на транспорте. Производство электроэнергии вырастет к 2035 г. на 44-56% и к 2050 г. в 1,7-2 раза, в основном, на тепловых электростанциях – 61-64% общего производства в 2035 г. и 62-50% в 2050 г. (рис. 5).

Выработка ГЭС увеличится, но их доля уменьшится с 16,3 до 15-14% в 2035 г. и 13-12% в 2050 г. из-за высокого освоения гидроресурсов в основных районах электропотребления. Опережающий рост обеспечат АЭС: в целевом сценарии в 2,1 раза к 2035 г. и в 4 раза к 2050 г. при условии прорывного освоения ядерных технологий замкнутого топливного цикла, а в сдержанном сценарии из-за срыва этой программы и замедления электрификации – только в 1,7 и 2,2 раза. Выработка электроэнергии на НВИЭ по целевому сценарию увеличится в 19 раз к 2035 г. и в 60 раз к 2050 г. и почти вдвое меньше в сдержанном сценарии, но доля НВИЭ в производстве электроэнергии составит лишь около 2% в 2035 г. и 3,6-5% в 2050 г. (рис. 5).

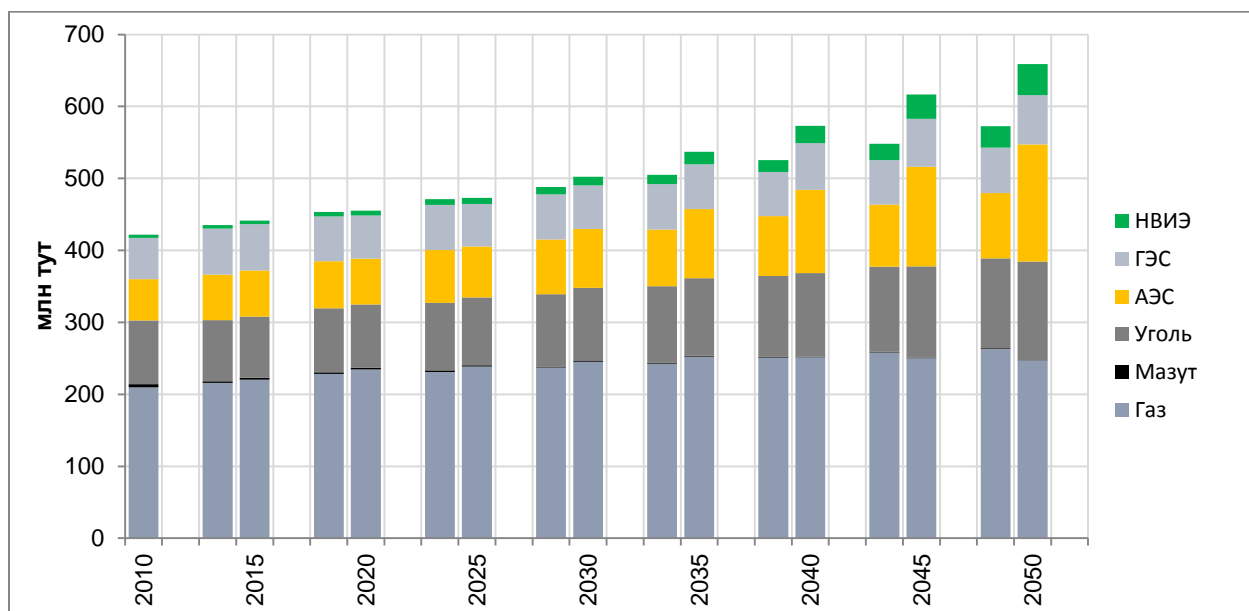
**Рисунок 5. Выработка электроэнергии**



Источник: автор

Электростанции увеличат расход энергоресурсов на 19-27% к 2035 г. и 35-56% к 2050 г., но потребление органического топлива вырастет только на 14-18% и 26-24% (рис. 6). Основным топливом для электростанций останется природный газ с долей 70-71% до 2035 г. при снижении до 66-68% к 2050 г. Доля твёрдого топлива на электростанциях увеличится с 28,7% в 2010 г. до 30-29% в 2035 г. и до 32-35% в 2050 г.

**Рисунок 6. Потребление первичной энергии электростанциями**



Источник: автор

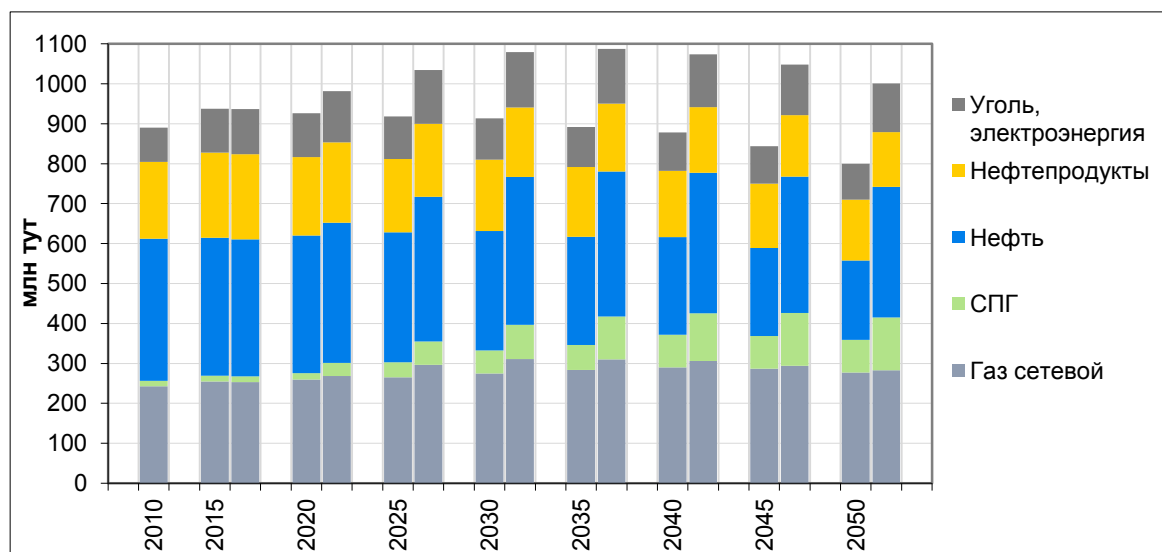
**Экспорт** энергоресурсов в целевом сценарии увеличится на 11% к 2035 г. и затем снизится на 7% к 2050 г. по нефти, тёмным нефтепродуктам и углю, а в сдержанном сценарии после небольшого роста в ближайшие годы вернётся в 2035 г. к уровню 2010 г. и уменьшится на 10% к 2050 г. (рис. 7). Доля экспорта в азиатском направлении увеличится

с 11,3% в 2010 г. до 28-29% в 2035 г. и до 29-37% в 2050 г. по большинству энергоресурсов.

**Производство** энергоресурсов в России вырастет на 14-28% к 2035 г. и затем практически стабилизируется (рис. 8). На протяжении всего периода основу ТЭК будут составлять углеводороды, хотя их общая доля в производстве уменьшится с 80,4% в 2010 г. на 0-1% к 2035 г. и ещё на 1-5% к 2050 г. Добыча газа увеличится с 649 млрд м<sup>3</sup> в 2010 г. до 860-935 млрд м<sup>3</sup> в 2035 г. и до 900-945 млрд м<sup>3</sup> в 2045-50 гг. и выйдет на предельные возможности традиционной ресурсной базы, а его доля увеличится соответственно с 41% до 48-47% и 50-46%. Добыча нефти в целевом сценарии увеличится с 505 млн т в 2010 г. до 535 млн т в 2035 г. и затем уменьшится до 465 млн т в 2050 г., а в сдержанном сценарии сократится до 470 млн т в 2035 г. и до 410 млн т в 2050 г. При этом доля нефти уменьшится с 39,4% в 2010 г. до 32% в 2035 г. и до 28% в 2050 г. При росте добычи угля на 11-28% к 2035 г. и уменьшении затем на 7-2% к 2050 г. его доля в производстве энергоресурсов останется на уровне 11-12%.

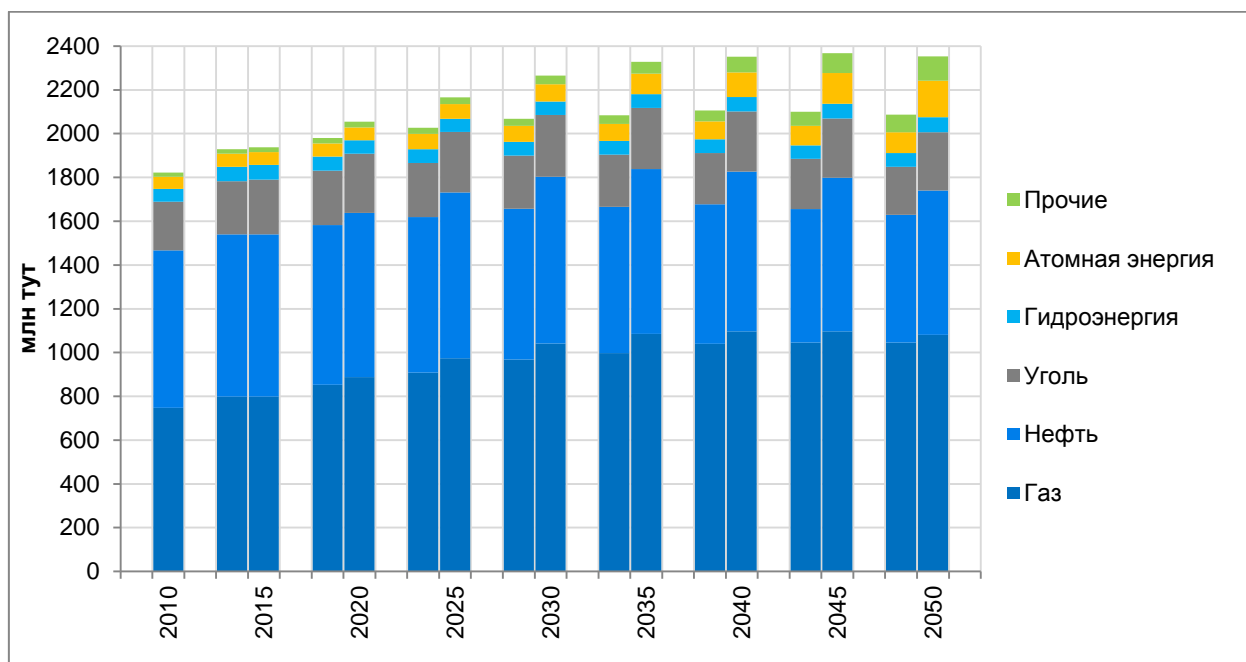
Снижение доли ископаемого топлива компенсируется ростом неуглеродных энергоресурсов с 7,3% в 2010 г. до 9% в 2035 г. и до 15% в 2050 г., в основном, за счёт ядерной энергии (рост с 3% до 7,5%). Использование всех видов НВИЭ увеличится в 1,9-2,6 раза к 2035 г. и в 3,7-5,2 раза к 2050 г. (рис. 9), а их доля в энергопотреблении вырастет с 1,1% в 2010 г. до 3-4% в 2035 г. и до 6-7,5% в 2050 г., но всё же они будут играть локальную роль в энергетике России.

**Рисунок 7. Динамика и структура экспорта энергоресурсов**



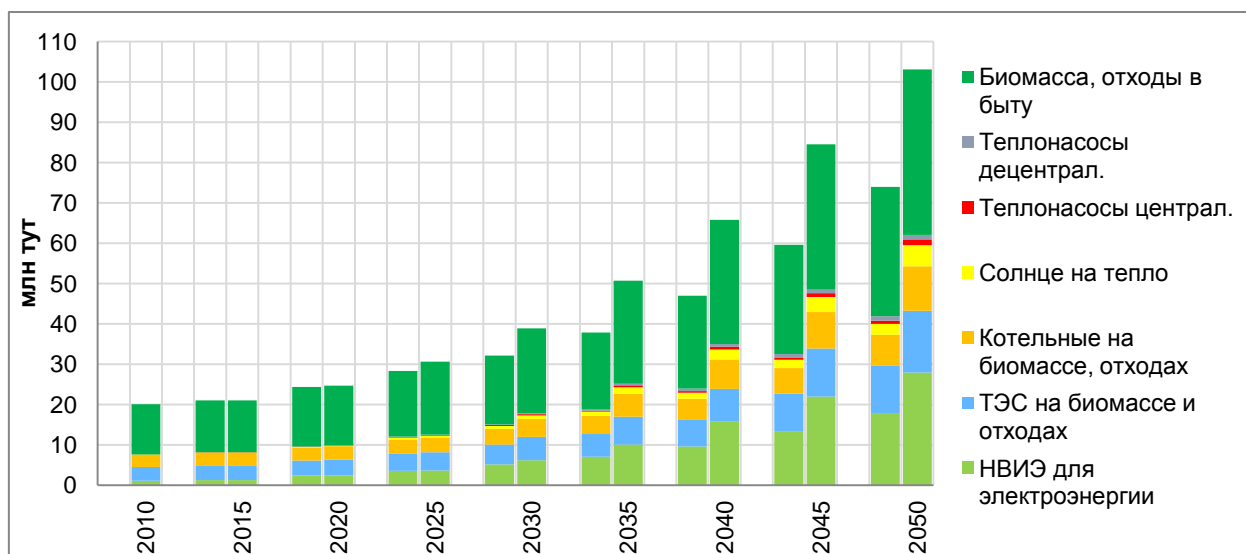
Источник: автор

**Рисунок 8. Динамика и структура производства энергоресурсов**



Источник: автор

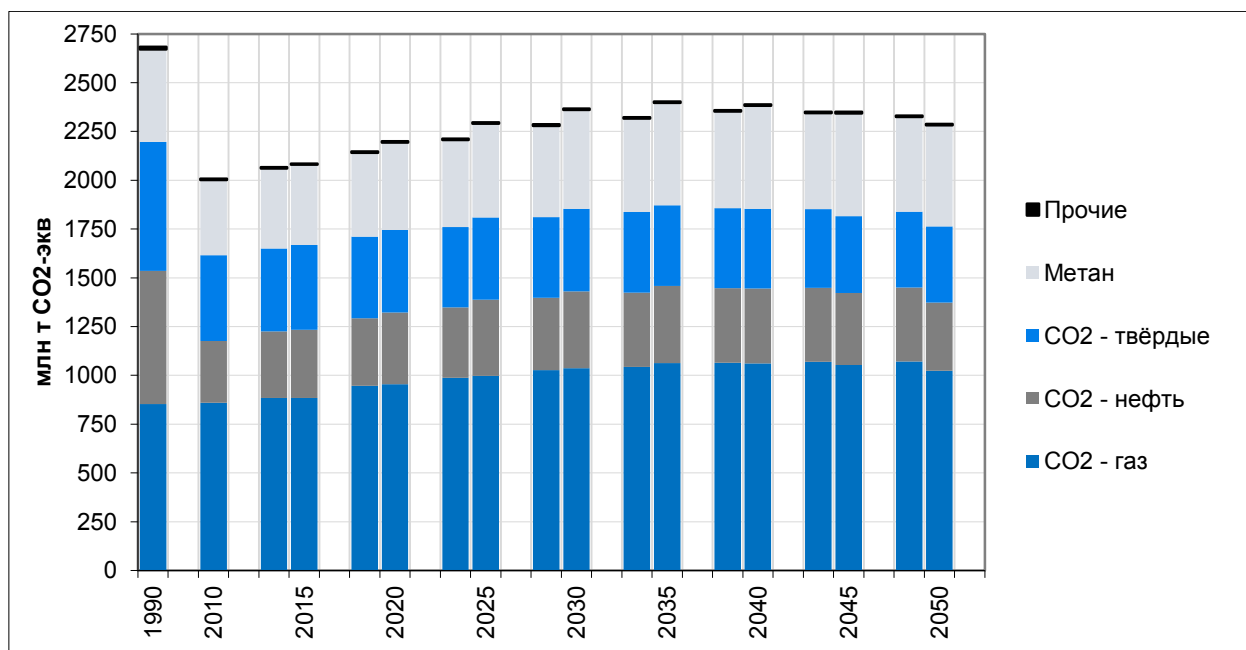
**Рисунок 9. Динамика и структура использования НВИЭ**



Источник: автор

Обусловленные энергетикой размеры **эмиссии парниковых газов (ПГ)** различаются по сценариям только на 2-3% и без принятия специальных мер вырастут относительно уровня 1990 г. в сдержанном сценарии до 87-88% в 2035-50 гг., а в целевом сценарии увеличатся до 90% в 2035 г. и затем уменьшатся на 4% к 2050 г. При этом доля CO<sub>2</sub> в общей эмиссии ПГ составит 79-78% в 2035 г. и 78-77% в 2050 г. при опережающем росте выбросов метана (рис. 10).

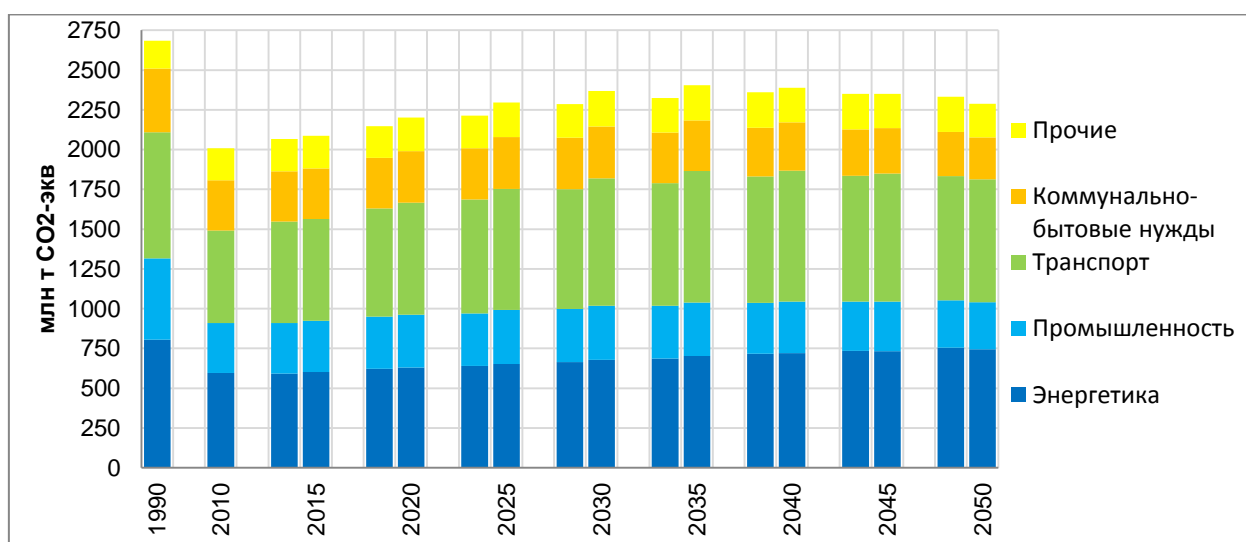
**Рисунок 10. Динамика и структура выбросов основных парниковых газов**



Источник: автор

Основными эмитентами ПГ останутся электростанции (рост на 15-18% к 2035 г. и на 27-26% к 2050 г.) и транспорт, выбросы которого увеличатся с 2010 г. на 33-44% к 2035 г. с последующим ростом до 2050 г. на 1-2% в сдержанном сценарии и уменьшением на 10% в целевом сценарии. В отличие от этого близкие по размеру выбросы промышленности и жилищно-коммунального хозяйства увеличатся на 3-7% в период до 2030 г., а затем уменьшатся к 2050 г. на 5-15% относительно уровня 2010 г. (рис. 11).

**Рисунок 11. Выбросы парниковых газов по видам деятельности**



Источник: автор

**Капиталовложения** в развитие ЭК, энергосбережение и децентрализованное энергоснабжение вырастут с ожидаемых в 2011-15 гг. 450-470 млрд долл. до 655-800 млрд долл. в 2031-35 гг. и до 670-900 млрд долл. (2010 г.) в трёх последующих пятилетках. Это очень большая нагрузка на экономику страны, хотя доля капиталовложений на

энергообеспечение в ВВП уменьшится с 6% в 2011-15 гг. (что почти в 5 раз выше средней по миру) до 4% в 2031-35 гг. (в 2,5-3 раза больше мировой) и 3% в 2046-50 гг.

В этих условиях особую остроту приобретает проблема применения специальных мер сдерживания эмиссии ПГ. На этом этапе разработки Стратегии они ещё не рассматривались, но предшествующие исследования ИНЭИ РАН последствий введения нормативных ограничений или платы за выбросы ПГ показали опасность заметного сдерживания экономического роста. Так, каждые 10 млн т снижения выбросов CO<sub>2</sub> в электроэнергетике требуют около 7 млрд долл. капиталовложений и увеличивают цену электроэнергии на 0,4-0,5 цент/кВт-ч (Веселов и др., 2010). А меры по ограничению размеров эмиссии ПГ в России в пределах до 10% мало меняют темпы ВВП, но после 13-15% тормозят рост экономики на 0,3-0,35% на каждый процент дополнительного уменьшения эмиссии (Веселов и др., 2010, Malakhov, 2010).

Эти данные получены для сценариев предыдущей Энергетической стратегии и нуждаются в уточнении применительно к новым, менее благоприятным условиям развития экономики и энергетики России.

## Литература

1. ИНЭИ РАН (2013). Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. ИНЭИ РАН и Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. М.: 2013, 110 с.
2. Галкина А.А., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В., Кулагин В.А., Макаров А.А., Митрова Т.А., Сорокин С.Н. (2014). Методология и результаты прогнозирования перспектив развития мировых энергетических рынков на период до 2040 года // *Мировая экономика и международные отношения*. 2014. № 1. с. 3-20.
3. Григорьев Л.М. (2013). *Мировая экономика в начале 21 века*. Под ред. Л.М. Григорьев, М.: «Директ-Медиа», 2013.
4. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., Малахов В.А., Митрова Т.А., Филиппов С.П. (2011). *SCANER – модельно-информационный комплекс*. М.: ИНЭИ РАН, 2011, 72 с.
5. Макаров А.А. (2012). *Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER)*. В кн. *Управление развитием крупномасштабных систем*. М.: Физматлит, 2012.
6. Макаров А.А., Митрова Т.А., Малахов В.А. (2013). Прогноз мировой энергетики и следствия для России // *Вопросы прогнозирования*. 2013. № 6. с. 17-29.
7. Веселов Ф.В., Макаров А.А., Малахов В.А. (2010). Влияние мер по ограничению эмиссии парниковых газов на развитие экономики и энергетики России на перспективу до 2030 года // *Известия РАН. Энергетика*. 2010. № 4.
8. Malakhov V. (2010). *Economic perspectives of low-carbon development in Russia* // *International Journal of Low-Carbon Advance Access*. 2010. August 18, 5 p.



Массачусетский технологический институт  
(Massachusetts Institute of Technology), США

**С.В. Пальцев**<sup>71</sup>

Независимый эксперт, Россия

**Е.Б. Калинина**

# Прогнозирование эмиссий парниковых газов: Россия в глобальной системе

---

## Аннотация

Рассмотрены модели для прогноза будущей эмиссии парниковых газов и оценки влияния мер по ее снижению на экономическую деятельность. Обсуждены два сценария для России по динамике выбросов парниковых газов. Один сценарий основан на Копенгагенских соглашениях 2009 года. Второй сценарий предполагает такие меры по снижению эмиссии, которые необходимы для достижения порога превышения средней глобальной температуры на 2-2,5 градуса по Цельсию. Меры по снижению эмиссии оказывают негативное влияние на темпы роста ВВП России за счет внедрения более дорогостоящих технологий и уменьшения экспортных поступлений за нефть и газ. Снижение себестоимости возобновляемой энергии и переход экономики от энергоэкспортной направленности могут уменьшить негативное влияние на долговременное развитие экономики.

## Введение

Глобальная эмиссия (или выбросы) парниковых газов значительно выросла по сравнению с преиндустриальным периодом истории (обычно определяемым серединой XVIII века) и продолжает расти. Между 1900 и 2008 годами эмиссия углекислого газа выросла больше чем в 16 раз; выбросы других парниковых газов тоже существенно увеличились (US EPA, 2014). Климатические модели предсказывают увеличение глобальной температуры в будущем, если эмиссия парниковых газов не будет уменьшена (IPCC, 2007). По мнению Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК, IPCC), в результате таких факторов изменения климата как изменение частоты и интенсивности выпадения осадков, повышение уровня моря, таяние ледников и вечной мерзлоты риски для природной среды и жизнедеятельности человека значительно увеличиваются.

На долю России в настоящее время приходится примерно 5% выбросов парниковых газов (по данным US EPA), и Россия вносит вклад в решение проблемы изменения климата своим участием в структурах ООН по мониторингу ситуации и разработке мер по

---

<sup>71</sup> Контактная информация – веб-сайт: [globalchange.mit.edu](http://globalchange.mit.edu), email: [paltsev@mit.edu](mailto:paltsev@mit.edu)

противодействию изменению климата. Россия – участник Киотского протокола, соглашения 1997 года в дополнение к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК), которое призывает страны сократить или стабилизировать выбросы парниковых газов. Россия представила свои обязательства на 2020 год в рамках Копенгагенского соглашения, принятого в 2009 году в рамках РКИК, где обязалась снизить выбросы на 15-25% по отношению к уровню 1990 года (Copenhagen Accord, 2010). В настоящее время идёт подготовка к новому глобальному соглашению, которое будет обсуждаться РКИК в 2015 году. Целью данной статьи является оценка Копенгагенского соглашения (как глобально, так и для России) и дальнейших необходимых действий для достижения стабилизации климата.

Уменьшение выбросов парниковых газов может достигаться многими способами. В основном, они направлены на уменьшение потребления природного топлива (угля, нефти и газа) за счет более эффективного его использования и перехода на источники энергии, которые не выбрасывают парниковые газы в атмосферу (такие как возобновляемая энергетика, технологии улавливания и захоронения углерода, ядерная энергетика и прочие). Инструментами политики могут быть новые стандарты энергоэффективности, налоги на выбросы парниковых газов, торговля квотами на выбросы парниковых газов, предоставление возобновляемой энергетике субсидий, установление требуемого количества возобновляемой энергии в общем потреблении энергии и прочее.

Существует много причин, по которым действия по уменьшению выбросов парниковых газов могут быть затратными для экономики (Paltsev, S., and P. Capros, 2013). Для того чтобы изменить систему энергетике, требуются значительные инвестиции в новые технологии. Низкоуглеродные и безуглеродные технологии обычно являются более дорогими, чем традиционные энергетические технологии, поэтому их внедрение обычно приводит к увеличению цены на энергию. Более энергоэффективное оборудование уменьшает количество используемого топлива на единицу продукции, но обычно стоимость его установки также более высокая.

Существует потенциал для энергоэффективных технологий, которые в конечном итоге приводят к сбережению средств, используемых для получения и потребления энергии, но обычно такие ситуации ограничены для владельцев или пользователей отдельных технологий или для отдельных секторов экономики. На уровне экономики страны технологии, которые вводятся государственным регулированием, а не рыночной необходимостью, обычно приводят к удорожанию энергии и снижению темпов экономического роста.

Механизмы экономической политики, используемые для снижения выбросов парниковых газов, обычно приводят к увеличению цены на энергию для потребителей. Это происходит потому, что цель введения налогов на выбросы или системы торговли квотами состоит в том, чтобы сделать энергию более дорогой для потребителя и, как следствие, снизить её потребление.

Механизмы, направленные на повышение энергоэффективности, субсидии, предоставляемые возобновляемой энергетике, требования определенного процента выработки возобновляемой энергии, стандарты потребления топлива на километр пробега транспортных средств и другие подобные меры обычно не повышают стоимость энергии для конечного потребителя так явно, как налоги и системы торговли квотами. Но и эти способы будут оказывать экономическое влияние на потребителей, так как финансирование этих программ будет осуществляться за счет производителей или государства, которые, в конечном итоге, будут перекладывать свои расходы на потребителей в виде возрастающих цен или налогов (или снижения расходов на другие программы, которыми пользуются потребители).

Так как выбросы парниковых газов – это глобальная проблема, и для воздействия на климат не имеет значения, где именно эти выбросы происходят: в России, в Китае, в Африке или другой части света, – необходима скоординированная глобальная политика для достижения целей по стабилизации климата. Кроме Китая, выбросы которого являются самыми большими в мире и продолжают расти быстрыми темпами, ни одна страна не в состоянии значительно повлиять на изменение климата в одностороннем порядке. Даже если, например, Россия полностью сократит свои выбросы парниковых газов в одностороннем порядке, без глобальной кооперации это не окажет существенного воздействия на климатические тенденции. Поэтому для стабилизации климата необходимо, чтобы все страны вносили свой вклад в уменьшение выбросов. Определение размера этого вклада является непростой проблемой. В данной статье мы иллюстрируем некоторые аргументы, которые могут быть полезны для лиц, участвующих в переговорном процессе по определению обязанностей стран.

Статья организована следующим образом. В разделе 2 обсуждаются модели для прогноза будущих выбросов парниковых газов и оценки влияния мер по их снижению на экономическую деятельность. В разделе 3 рассматриваются основные способы оценок экономических затрат на климатическую политику на уровне отдельной страны. В разделе 4 мы приводим оценку Копенгагенского соглашения. Раздел 5 посвящен мерам по снижению эмиссии, которые необходимы для достижения порога превышения средней глобальной температуры на 2-2,5 градуса по Цельсию. В разделе 6 мы предлагаем заключительные комментарии.

## **1 Модели для прогноза эмиссии парниковых газов**

Для прогнозирования эмиссии парниковых газов и влияния на экономику мер по их уменьшению применяются модели. В зависимости от фокуса исследований модели охватывают всю экономику или только энергетическую систему региона. Энергетические модели представляют детальную картину по технологиям и их характеристикам. При этом они обычно моделируют спрос на энергию либо упрощенно, либо как заданную величину. Поэтому они обычно применимы для оценки затрат на систему энергетики и не отслеживают взаимосвязей с остальными отраслями экономики.

Чтобы оценить, как внедрение новой энергетики повлияет на экономику, нужны модели, описывающие все сектора экономики и международную торговлю. Традиционные для экономической науки эконометрические модели малоприменимы для ситуаций, когда необходимо прогнозировать систему, основанную на совершенно новых принципах – не тех, что действовали исторически. Для прогнозирования развития энергетики, основанной на новых технологиях, используются модели общего экономического равновесия, которые основаны на исторических данных, но прогнозы в них строятся на основании определенных функциональных форм, описывающих поведение производителей и потребителей. Эти модели могут представлять как отдельную страну, так и сразу все страны мира в их взаимодействии.

Обычно такие модели общего равновесия включают в себя довольно подробный набор технологий в энергетическом и транспортном секторе, включая стоимость производства и технологический прогресс. Так как источником парниковых газов является не только энергетика, в таких моделях также представлены сельское хозяйство и другие сектора экономики. Большое значение для оценки затрат имеет правильное представление о существующих в экономике налогах и субсидиях, так как это оказывает большое влияние на результирующую оценку стоимости политики по уменьшению выбросов парниковых газов.

Важным фактором в модели является представление «ожиданий» производителей и потребителей. Эти «ожидания» описывают степень полноты информации, доступной для производителей и потребителей, и временной горизонт принятия ими экономических решений. На разных краях диапазона моделей находятся модели, в которых предполагается, что вся информация полностью доступна на весь горизонт планирования (так называемые «впередсмотрящие модели»), и те модели, которые предполагают, что решения принимаются только на основе текущей информации (так называемые «рекурсивно-динамические модели»). Оба типа моделей являются значительным упрощением динамических процессов. Более реалистичная модель мира находится где-то посреди этих двух типов формулирования «ожиданий», но такие модели пока что недостаточно разработаны.

Прогнозирование выгод и преимуществ от уменьшения изменения климата является гораздо более сложной задачей, так как зависимость изменения экономической активности от изменяющегося климата мало изучена. Поэтому обычно применяется анализ экономической эффективности, когда определяются затраты на достижение какого-либо заданного результата по уменьшению эмиссий парниковых газов, но выгоды от этого снижения не учитываются.

Осложняющим фактором является и то, что выгоды от снижения выбросов обычно реализуются в далёком будущем, а затраты на изменение производства энергии необходимо производить в настоящем и ближайшем будущем. В результате, необходимо принимать в расчет, насколько нынешнее поколение учитывает интересы будущих поколений. Такая взаимосвязь поколений и степень учета интересов других является предметом пока еще не оконченной дискуссии в экономической литературе. Поэтому параметры моделей, представляющих такую связь, пока являются очень спорными.

В данной статье мы используем модель общего равновесия, называемую ЭППА (EPPA), разработанную в Массачусетском технологическом институте. ЭППА – глобальная модель, в которой Россия является одним из регионов<sup>72</sup>. Модель построена на основе экономических данных по производству, потреблению, внутренней и международной торговле.

Модель прогнозирует экономические переменные (такие как ВВП, выпуск продукции по секторам, использование энергии и электроэнергии, потребление и тому подобное) и эмиссию парниковых газов (углекислый газ, метан, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs and SF<sub>6</sub>) и других газов (CO, VOC, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, черный углерод и органический углерод). Модель представляет сектора, которые производят и преобразуют энергию, промышленные сектора, которые используют энергию и производят другие товары и услуги, а также различные другие сектора, которые потребляют товары и услуги (как энергетические, так и все остальные). Модель охватывает все сектора экономики и прогнозирует как потребление внутри страны, так и международную торговлю. Производство и преобразование энергии включают в себя сектора и технологии, основанные на угле, природном газе, нефти, нефтепродуктах, ядерную электроэнергетику, гидроэлектроэнергетику, возобновляемую энергетику (ветряную и солнечную), биоэнергетику (для транспорта и электричества), и технологии улавливания и захоронения углерода (при получении электроэнергии из угля и природного газа).

Модель также связана с климатической моделью, называемой IGSM, используемой для предсказания климатических параметров (таких как температура, осадки, повышение уровня моря и другие). Изменение климата, прогнозируемое в климатической модели, в

---

<sup>72</sup> Описание модели можно увидеть в Paltsev et al, 2005.

свою очередь, влияет на производительность сельского хозяйства в экономической модели<sup>73</sup>.

## 2 Оценки затрат на климатическую политику

Основными инструментами, применяемыми для оценки затрат на снижение выбросов парниковых газов, являются изменение валового внутреннего продукта (ВВП), изменение в потреблении, изменение в уровне благосостояния, затраты на энергетическую систему и площадь под кривой предельной стоимости сокращения выбросов.

Затраты на энергетическую систему могут быть разделены далее на затраты на капитал, стоимость топлива и электричества, выплаты за квоты на углерод и издержки на снижение уровня комфорта и сервиса, предоставляемого благодаря использованию энергии<sup>74</sup>. Здесь мы подробно остановимся на изменении в ВВП и потреблении.

ВВП является экономической конструкцией, достаточно хорошо известной неспециалистам и потому довольно широко применяемой. Экономический рост страны определяется ростом ВВП. Для оценки изменения ВВП (или роста ВВП), необходимо выбрать сценарий, с которым будет производиться сравнение. Обычно для сравнения выбирается сценарий, в котором предполагается, что никаких мер по уменьшению выбросов парниковых газов не происходит. Потом уровень ВВП в таком сценарии сравнивается с уровнем ВВП в сценарии, где используются те или иные инструменты по снижению выбросов. Затем высчитывается разница в абсолютном или процентном выражении. ВВП является суммой конечного потребления, инвестиций, государственных затрат и экспортно-импортных операций. То, как изменяется благосостояние населения, отражается в конечном потреблении, поэтому ВВП не является идеальной мерой, так как включает в себя не только потребление, но и другие факторы, которые больше связаны с количеством выпускаемой продукции, не обязательно потребляемой конечными потребителями в данной стране.

Важным фактором являются не сами экспортно-импортные операции, а то, как они влияют на конечное потребление. Так как климатическая политика направлена на изменение системы энергетики, она будет оказывать влияние на цены на природное топливо. Экспортеры природного топлива (такие как Россия и Ближний Восток) будут особенно подвержены влиянию такой политики, так как, скорее всего, цена на экспортируемые ими продукты упадет из-за снижения спроса.

Изменение в потреблении является показателем, чаще употребляемым экономистами, но и этот показатель имеет недостатки, так как он отображает изменения только в официальном потреблении товаров и услуг. Количество и качество свободного от работы времени, продукция «черного» рынка не включаются в официальную оценку потребления, и это может привести к искажениям в точности оценки.

Искажает точность оценки и то, что в расчетах обычно учитывается общее потребление по стране и не принимается во внимание то, как именно изменяется потребление у групп населения с различным уровнем дохода. Разные группы населения могут нести разные затраты при введении мер по ограничению выбросов парниковых газов, но прогнозы, которые учитывали бы этот фактор, являются пока что довольно редкими, так как они требуют более сложных моделей.

---

<sup>73</sup> Описание климатической модели доступно в Sokolov et al, 2005.

<sup>74</sup> Эти инструменты подробно проанализированы в статье Paltsev, S., and P. Capros, 2013.

### 3 Копенгагенское соглашение и его эффективность

Как упоминалось ранее, в 2009 году было достигнуто соглашение, по условиям которого многие страны взяли на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов к 2020 году. Это соглашение было далее подтверждено и дополнено на конференции ООН в Канкуне в 2010 году, где был задекларирован порог повышения средней мировой температуры в 2 градуса Цельсия<sup>75</sup>.

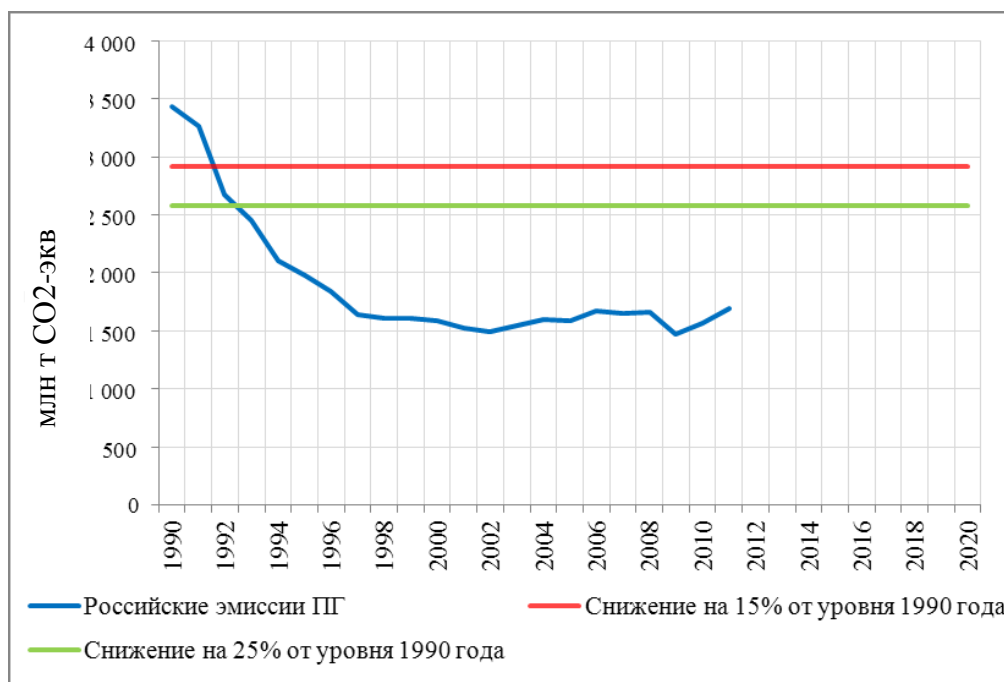
Обязательство России снизить эмиссии на 15-25% по сравнению с 1990 годом было дополнено условием о необходимости надлежащим образом учесть потенциал российских лесов и принять юридически значимые обязательства по сокращению эмиссий всеми крупнейшими странами (Copenhagen Accord, 2010). Рисунок 1 отображает историю эмиссии парниковых газов в Российской Федерации в 1990-2011 гг. Эти данные включают в себя выбросы при землепользовании и изменениях в землепользовании. Рисунок основан на данных ООН (UNFCCC, 2014). Верхняя горизонтальная линия иллюстрирует обязательство в размере 15% по сравнению с 1990 годом, вторая горизонтальная линия отображает обязательство по снижению эмиссии на 25% по сравнению с выбросами 1990 года.

Как видно из рис. 1, Россия, скорее всего, успешно выполнит взятые на себя обязательства, так как текущие выбросы находятся на уровне, который намного ниже, чем Копенгагенские обязательства. Даже значительный рост выбросов не должен помешать России выполнить свои обязательства. Начиная с 1997 года выбросы парниковых газов находятся на уровне 1500-1700 млн т в эквиваленте CO<sub>2</sub> (млн т CO<sub>2-экв.</sub>), а 25%-ное Копенгагенское обязательство находится на уровне примерно 2500 млн т CO<sub>2-экв.</sub> (тераграммы, которые также часто используются в документах по выбросам, являются эквивалентом мегатонн).

---

<sup>75</sup> С обязательствами, принятыми разными странами, можно ознакомиться в интернете по адресу: [https://unfccc.int/meetings/copenhagen\\_dec\\_2009/items/5262.php](https://unfccc.int/meetings/copenhagen_dec_2009/items/5262.php)

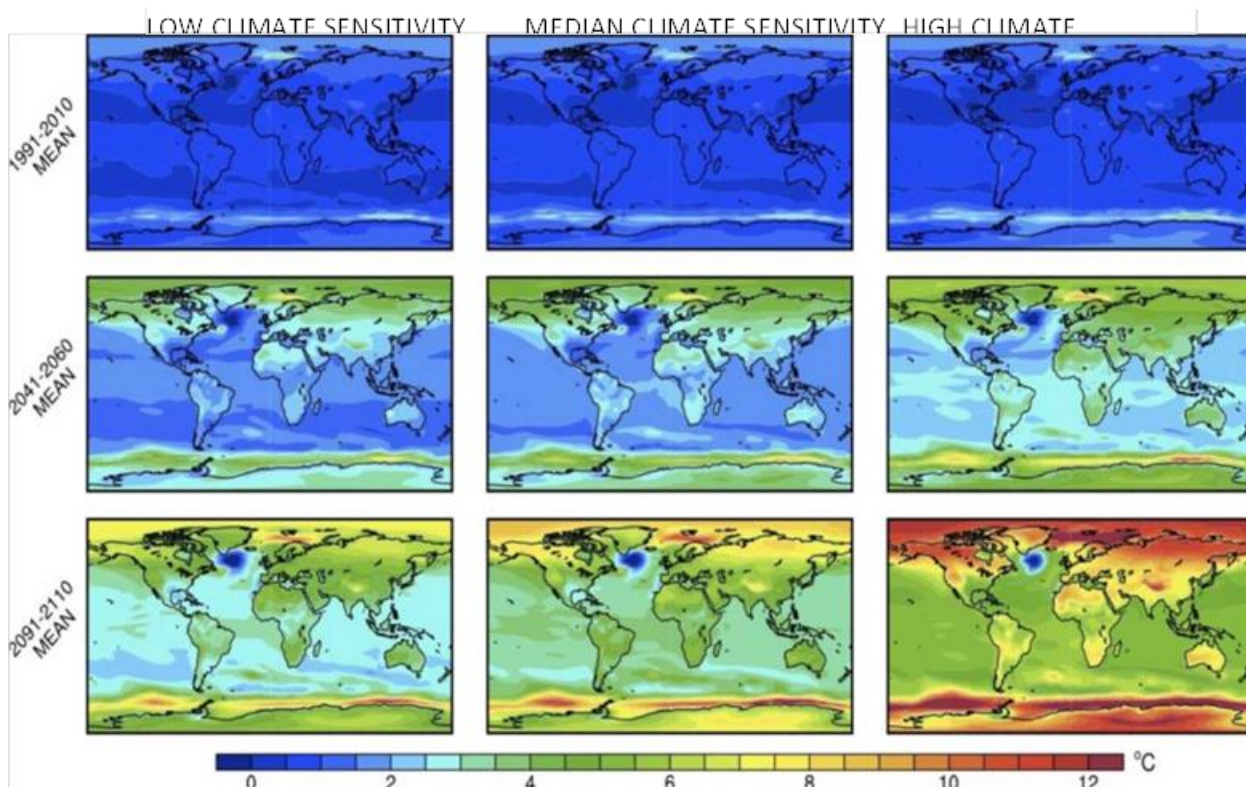
**Рисунок 1. Выбросы парниковых газов Российской Федерации (включая выбросы при землепользовании и изменении в землепользовании) в 1990-2011 годах и российские Копенгагенские обязательства**



Источник: РКИК ООН UNFCCC, 2014.

Глобальные климатические последствия Копенгагенского соглашения обсуждаются в публикации (Paltsev et al., 2013), где показано развитие энергетики и выбросов в том сценарии, если Копенгагенские соглашения не будут ужесточены в сторону дальнейшего уменьшения эмиссии парниковых газов. Даже если все страны выполнят принятые на себя обязательства, то Копенгагенские соглашения приведут к изменению глобальной и региональных температур, изменению картины выпадения осадков, повышению уровня моря и повышению кислотности океана. Средние глобальные температуры увеличатся на 3,5-6,5 градусов по Цельсию. Как показано на рис. 2, на полюсах повышение температуры будет выше среднего. Таким образом, стабилизация климата предполагает гораздо более агрессивные стратегии снижения выбросов парниковых газов, чем обязательства, принятые в Копенгагене. Один из таких сценариев будет обсужден в следующем разделе.

**Рисунок 2. Изменение температуры при различной чувствительности климата для сценария Копенгагенского соглашения**



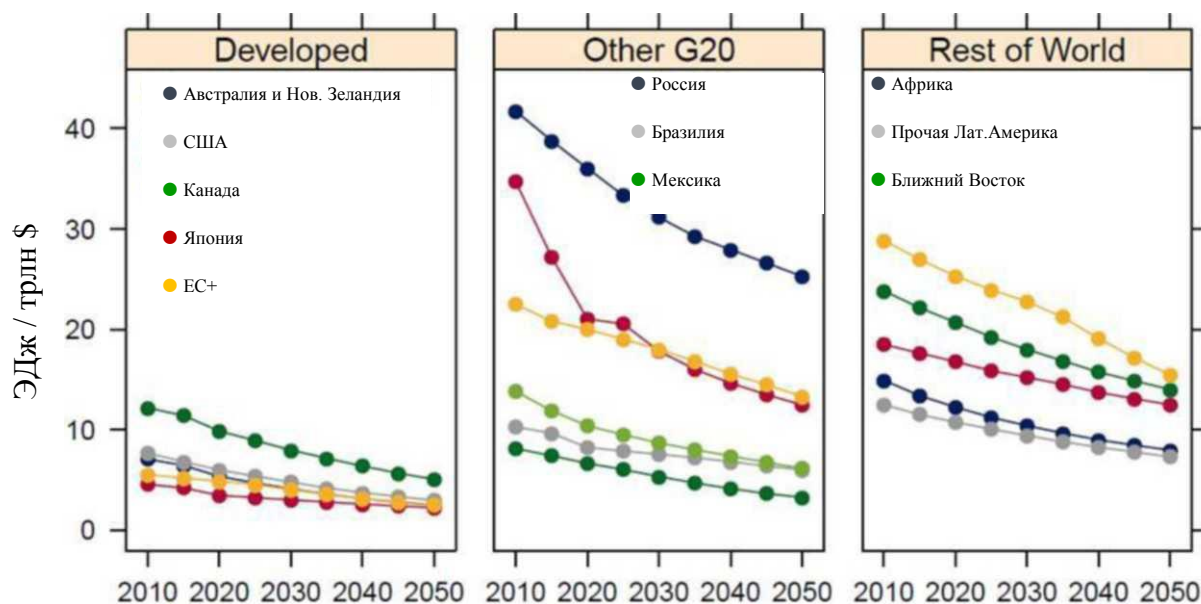
Источник: Paltsev et al., 2013

В Копенгагенском сценарии Россия продолжает активно использовать природное топливо и увеличивать выбросы парниковых газов. Основные индикаторы по ВВП, энергетике и эмиссии приведены в Прил. 1, где выбросы от сжигания природного топлива растут с примерно 1500 млн т CO<sub>2</sub> в 2010 г. до примерно 1900 млн т CO<sub>2</sub> в 2030 г. и далее до примерно 2100 млн т CO<sub>2</sub> в 2050 г. Это происходит на фоне значительного повышения энергоэффективности, как указано на рис. 3. Если бы энергоэффективность не повышалась, выбросы были бы значительно больше<sup>76</sup>.

<sup>76</sup> Подробные результаты для 16 регионов модели ЭППА для этого сценария приведены в (Paltsev et al., 2013).



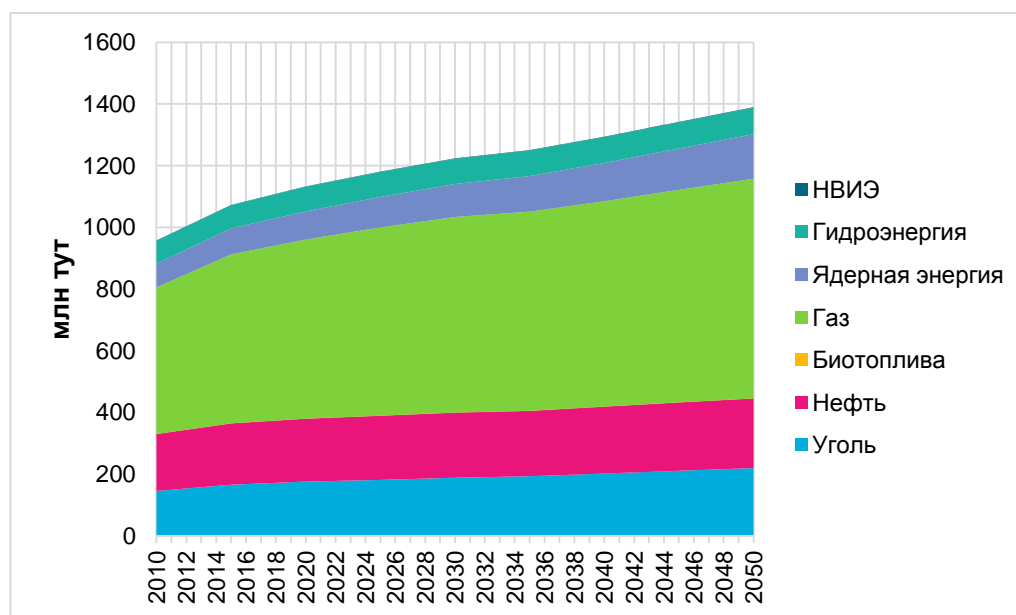
**Рисунок 3. Изменение энергоёмкости в основных регионах мира**



Источник: Paltsev et al., 2013

Как показано в прил. 1, в этом сценарии энергетическая система России по-прежнему полагается в основном на природный газ. Рис. 4 показывает структуру потребления первичной энергии, которое возрастает с примерно 28 эксаджоулей<sup>77</sup> (956,2 мтут) в 2010 г. до примерно 36 ЭДж (1229,4 мтут) в 2030 г. и до примерно 41 ЭДж (1400,2 мтут) в 2050 г. При этом потребление природного газа растет с примерно 14 ЭДж (478 мтут) в 2010 г. до примерно 21 ЭДж (717 мтут) в 2050 г.

**Рисунок 4. Потребление энергии (в первичном эквиваленте) в России в сценарии Копенгагенского соглашения**



НВИЭ – новые возобновляемые источники энергии

Источник: Paltsev et al., 2013.

<sup>77</sup> 1 ЭДж = 34,15 мтут

## 4 Сценарий стабилизации климата

Как было указано ранее, без дальнейшего ужесточения мер по сокращению выбросов парниковых газов Копенгагенское соглашение не приведёт к стабилизации климата, при котором среднее глобальное повышение температуры не превысит 2 градуса по Цельсию. Порог в 2 градуса многие исследователи считают необходимым пределом. Этот порог также зафиксирован как желательная цель в документах ООН, принятых в Копенгагене. Для достижения такой стабилизации климата необходимы дополнительные долговременные меры. Так как для стабилизации климата важны суммарные выбросы всех стран, разные страны могут брать на себя разные обязательства по снижению выбросов. Существует много формул, как разделить объем снижения выбросов между странами (например, на основе ВВП на душу населения, исторических выбросов, текущих выбросов и т.п.), и большое количество литературы, которая анализирует эти формулы и результирующие финансовые трансферы между странами<sup>78</sup>.

Для упрощенной иллюстрации необходимых мер мы в этой статье применим упрощенный инструмент<sup>79</sup> – глобальный налог на выбросы парниковых газов, при котором каждая страна собирает его индивидуально. Цена на углерод (величина налога) предполагается одинаковой во всех странах мира, и она возрастает с течением времени на 4% в год. Цена на углерод вводится с 2015 года на уровне 41 доллара за тонну углекислого газа. К 2050 году она достигает 163 долларов. Основные индикаторы по ВВП, энергетике и эмиссиям для этого сценария для России приведены в прил. 2.<sup>80</sup> Концентрации углекислого газа достигают примерно 500 частей на миллион (parts per million - ppm) к 2100 году по сравнению с Копенгагенским сценарием, в котором концентрация углекислого газа возрастает до 750 частей на миллион. При среднем значении климатической чувствительности сценарий стабилизации климата, рассмотренный здесь, приводит к увеличению средней глобальной температуры в 2100 году на 1,5 градуса по сравнению с уровнем 2000 года (глобальная температура в 2000 году была выше предындустриальных значений примерно на 0,8 градусов по Цельсию).

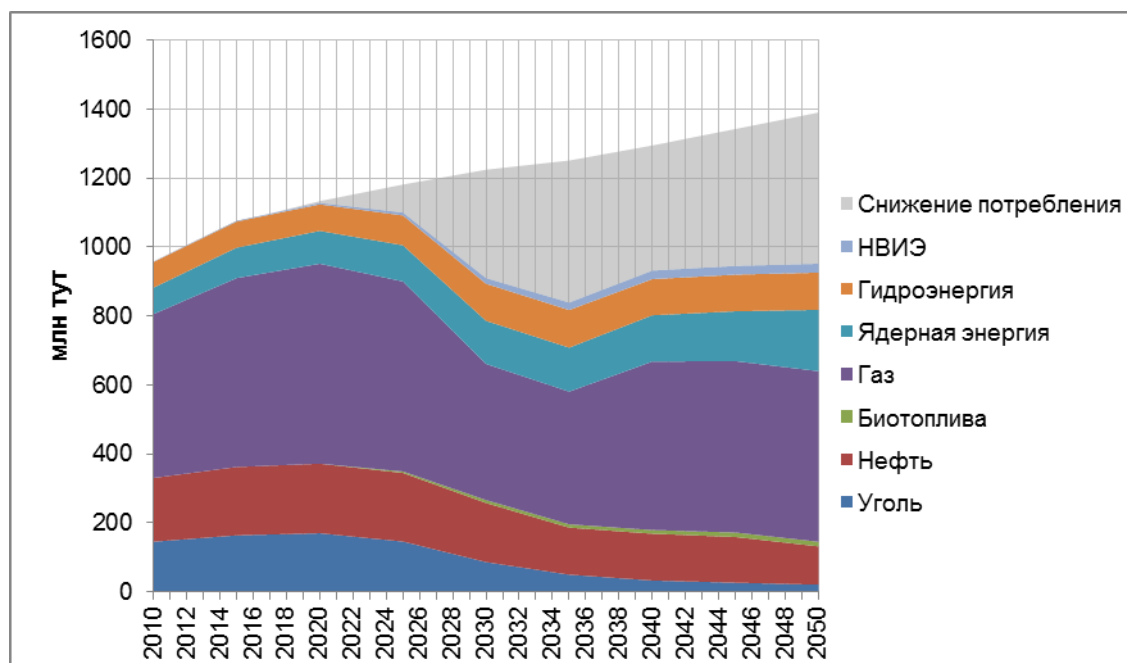
Уровень российских выбросов парниковых газов в этом сценарии (без учета выбросов землепользования и изменений в землепользовании) в 2030 году составляет примерно 50% от уровня выбросов 1990 года; в 2050 году происходит снижение выбросов примерно до 80% от уровня 1990 года. Рисунок 5 отображает структуру потребления первичной энергии в России для сценария стабилизации климата. Повышение стоимости энергии приводит к значительному увеличению энергоэффективности и снижению спроса на энергию, что показано заштрихованной областью, обозначенной как снижение спроса.

<sup>78</sup> См., например, (Jacoby et al., 2009).

<sup>79</sup> Описание анализа см. в (Paltsev et al., 2014).

<sup>80</sup> Климатические результаты для этого сценария приведены в (Paltsev et al., 2014).

**Рисунок 5. Потребление энергии (в первичном эквиваленте) в России в сценарии стабилизации климата**



Источник: Paltsev et al., 2013

Использование возобновляемых источников энергии значительно возрастает в процентном выражении, но они даже к 2050 году составляют лишь небольшую часть в энергетическом балансе России. Это происходит из-за относительной дороговизны этих технологий и недостаточных ресурсов ветряной и солнечной энергии, которые были бы расположены близко к центрам потребления. Как показано в прил. 2, с 2030 года технологии улавливания и захоронения углерода находят своё распространение при получении электроэнергии из угля и природного газа. Вклад ядерной энергетики также возрастает.

Снижение потребления энергии в 2025-2035 годах обусловлено несколькими факторами. Значительное увеличение цен на природное топливо для потребителя (из-за налога на выбросы парниковых газов) приводит к повышению энергоэффективности и снижению спроса. Так как альтернативные источники энергии не могут быть внедрены в больших масштабах за короткий срок, установка технологий по улавливанию и захоронению углерода происходит постепенно (другие предположения о скорости внедрения новых технологий могут изменить профиль потребления энергии).

Для России как экспортера энергоносителей дополнительным фактором является снижение цен (получаемых производителями) на экспорт природного топлива (нефти, природного газа и угля). Так как в этом сценарии предполагается, что все страны мира вводят у себя налог на выбросы парниковых газов, спрос на природное топливо падает, что также приводит к снижению цены, получаемой производителем. Цена для потребителей природного топлива при этом возрастает, так как цены для потребителей покрывают и соответствующую плату за углерод.

Экспорт энергоносителей падает, и ВВП в этом сценарии растёт медленнее. В 2030 году уровень ВВП примерно на 10% ниже уровня, достигаемого в сценарии Копенгагенского соглашения. В 2050 году соответствующее уменьшение составляет примерно 20%. К этим результатам моделирования стоит относиться с определенной долей осторожности, так как стоимость альтернативной энергетики может падать и быстрее, чем предполагается в

этом сценарии. Возможно, не все страны мира возьмут на себя обязательства по значительному снижению выбросов, что не приведет к обвалу в экспортных поступлениях за нефть и газ. Возможно, в России произойдет более быстрая трансформация: от экономики, основанной на экспорте энергоносителей, к экономике, основанной на высоких технологиях. Всё это приведет к меньшим потерям для российской экономики. С другой стороны, есть варианты параметров, при которых потери ВВП еще больше, чем те, что приведены в данной статье.

Один вывод остаётся неизменным: для страны, являющейся экспортером природных энергоносителей и обладающей не столь большим потенциалом возобновляемой энергии, меры по снижению выбросов парниковых газов являются более затратными, чем для стран-импортеров энергоносителей и стран с большим потенциалом возобновляемой энергии.

## 5 Заключение

Результаты моделирования, приведенные в данной статье, могут служить основой для того, чтобы более подробно оценить многие возможные сценарии снижения выбросов парниковых газов в России. Тип модели позволяет исследовать взаимозависимость энергетического сектора с другими секторами экономики и проследить изменения в международной торговле. Как и при любом исследовании с помощью моделей, к цифрам, получаемым в сценариях, следует относиться с осторожностью, так как многие детали экономики и организации производства являются значительно упрощенными. Тем не менее, такое использование моделей позволяет отследить важные тенденции, которые могут быть недооценены составителями мер, предлагаемых для внедрения в экономические решения. Мировой опыт показывает, что многие меры по снижению выбросов парниковых газов оказываются не столь эффективными, как это предполагалось при их разработке и внедрении.

Для России мудрая и взвешенная политика в области снижения выбросов является особо актуальной. Результаты исследований показывают, что агрессивный переход от природного топлива к возобновляемым источникам энергии может сопровождаться значительными потерями роста ВВП России. В то же время, проблема изменения климата является проблемой и для России, поэтому важно участвовать в международном процессе, направленном на преодоление последствий изменения климата. Обязательства, принимаемые Россией, должны учитывать нынешнюю структуру экономики и климатические особенности страны, требующие бесперебойного обеспечения теплом и энергией в течение продолжительного периода низких температур. Необходимо проводить изучение потенциальной уязвимости природных систем и жизнедеятельности человека и оценивать способы адаптации к изменяющимся условиям.

Обязательства по снижению выбросов парниковых газов, которые может принять на себя Россия, должны приниматься только после тщательного исследования всех аспектов их влияния на развитие экономики. Упрощенные сценарии, рассмотренные в данной статье, показывают, что принятые в Копенгагене обязательства по снижению выбросов на 25% по сравнению с уровнем 1990 года являются достижимыми без негативного влияния на экономический рост Российской Федерации.

Дальнейшее снижение выбросов должно сопровождаться разработкой мер по изменению структуры экономики России в сторону развития отраслей, менее связанных с добычей, переработкой и экспортом энергоносителей. Ориентиром на 2030 год может быть снижение выбросов парниковых газов на 25-30% по сравнению с уровнем 1990 года.

Более агрессивные меры могут привести к существенному влиянию на развитие экономики России.

## **6 Благодарность**

Выражаем благодарность Игорю Башмакову и Анне Мышак из Центра по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) за помощь в подготовке данной статьи и Олегу Луговому за организацию семинара на 2014 Гайдаровском Форуме. Модели, используемые в этой статье, поддерживаются спонсорами Программы по науке и политике в области глобальных изменений Массачусетского технологического института (MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change). С полным перечнем спонсоров программы можно ознакомиться в интернете по адресу: <http://globalchange.mit.edu/>.

## Приложение 1. Основные индикаторы для России в сценарии Копенгагенского соглашения

	Ед.изм.	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Сценарий</b>										
ВВП	(млрд 2004 \$)	672	803	921	1,038	1,151	1,252	1,357	1,477	1,611
Потребление	(млрд 2004 \$)	368	471	541	618	690	750	814	887	967
Рост ВВП	(% / год)	3,4	3,6	2,8	2,4	2,1	1,7	1,6	1,7	1,7
Численность населения	(млн)	143,6	146,5	146,3	143,5	141,4	140	138,7	136,9	133,7
ВВП на душу населения	(2004 \$)	4681	5483	6294	7231	8140	8940	9778	10796	12047
			3,6	2,8	2,4	2,1	1,7	1,6	1,7	1,7
<b>Выбросы ПГ</b>										
CO <sub>2</sub> – сжигание топлив	(млн т CO <sub>2</sub> )	1479	1670	1756	1823	1884	1915	1978	2047	2113
CO <sub>2</sub> – промышл. процессы	(млн т CO <sub>2</sub> )	27	30	30	31	29	25	25	25	25
CO <sub>2</sub> – земле-пользование	(млн т CO <sub>2</sub> )	-410	-383	-356	-318	-281	-267	-253	-240	-226
CH <sub>4</sub>	(млн т)	26,2	38,4	38,6	39,4	39,3	38,5	38,2	37,7	37,2
N <sub>2</sub> O	(млн т)	0,31	0,62	0,65	0,68	0,71	0,72	0,77	0,7	0,57
PFCs	(тыс. т CF <sub>4</sub> )	4,06	2,39	2,18	1,99	1,9	1,76	1,68	1,44	1,19
SF <sub>6</sub>	(тыс. т)	0,48	0,53	0,59	0,64	0,69	0,72	0,77	0,82	0,87
HFCs	(тыс. т HFC-134a)	23	43	52	65	75	80	86	84	75
<b>Первичное потребление энергии</b>										
	(ЭДж)									
Уголь		4,3	4,9	5,2	5,3	5,5	5,7	5,9	6,2	6,4
Нефть		5,4	5,8	6	6,1	6,2	6,2	6,4	6,5	6,6
Биотопливо		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Природный газ		13,9	16	17	17,9	18,6	18,9	19,5	20,2	20,9
Ядерная энергия		2,2	2,5	2,7	2,9	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2
Гидроэнергия		2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5
НВИЭ		0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Первичное потребление энергии</b>										
	(Мтут)									
Уголь		146,85	167,34	177,58	181,00	187,83	194,66	201,49	211,73	218,56
Нефть		184,41	198,07	204,90	208,32	211,73	211,73	218,56	221,98	225,39
Биотопливо		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ		474,69	546,40	580,55	611,29	635,19	645,44	665,93	689,83	713,74
Ядерная энергия		75,13	85,38	92,21	99,04	105,87	116,11	122,94	133,19	143,43
Гидроэнергия		75,13	75,13	78,55	81,96	81,96	81,96	81,96	85,38	85,38
НВИ		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,42	3,42	3,42	3,42

Продолжение Приложения 1.

	Ед.изм.	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Производство электроэнергии</b>	(ТВт-ч)									
Уголь		193,4	219,5	232,3	236,9	240,9	241,6	248,1	254,3	260,1
Уголь с УХУ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нефть		40,6	45	46,8	47,2	47,2	46,6	47,1	47,7	48
Газ		505,3	590,5	631,3	666,7	693,4	705,1	726,4	751,8	776,7
Газ с УХУ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ядерная энергия		174,7	192,6	208,1	225,2	243,4	262,4	283	305,3	329,3
Гидроэнергия		169,7	170,2	181,1	183,7	186	188,2	190	192,3	194,8
НВИ		3	3	3,3	3,6	3,8	3,9	4	4,2	4,4
<b>Выбросы загрязняющих в-в</b>	(млн т)									
SO <sub>2</sub>		5,18	5,1	4,72	4,24	3,83	3,41	3,13	2,86	2,61
NO <sub>x</sub>		3,77	4,1	4,2	4,19	4,21	4,17	4,21	4,25	4,3
Аммиак		1,2	1,37	1,45	1,5	1,54	1,55	1,56	1,58	1,6
Летучие орг. в-ва		7	7,78	8,04	8,18	8,24	8,15	8,17	8,23	8,29
Черный углерод		0,14	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,1	0,09	0,09
Орг. частицы		1,24	1,28	1,22	1,16	1,08	0,98	0,9	0,83	0,77
Моноксид углерода		18,94	20,81	22,19	22,93	23,8	24,54	25,84	27,21	28,77

## Приложение 2. Основные индикаторы для России в сценарии стабилизации климата

	Ед. изм.	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Сценарий</b>										
ВВП	(млрд 2004 \$)	672	797	909	990	1,037	1,082	1,143	1,208	1,279
Потребление	(млрд 2004 \$)	368	468	538	596	630	658	695	736	778
Рост ВВП	(% / год)	3,4	3,5	2,7	1,7	0,9	0,8	1,1	1,1	1,1
Численность населения	(млн)	143,6	146,5	146,3	143,5	141,4	140	138,7	136,9	133,7
ВВП на душу населения	(2004 \$)	4681	5438	6215	6897	7334	7725	8236	8829	9568
<b>Выбросы ПГ</b>										
CO <sub>2</sub> – сжигание топлив	(млн т CO <sub>2</sub> )	1479	1602	1662	1549	1092	781	657	594	432
CO <sub>2</sub> – промышл. процессы	(млн т CO <sub>2</sub> )	27	30	30	31	29	25	25	25	25
CO <sub>2</sub> – землепользование	(млн т CO <sub>2</sub> )	-410	-383	-356	-318	-281	-267	-253	-240	-226
CH <sub>4</sub>	(млн т)	26,2	30,3	28,8	24,3	16,9	8,7	8	7,4	6,7
N <sub>2</sub> O	(млн т)	0,31	0,22	0,2	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12
PFCs	(тыс. т CF <sub>4</sub> )	4,06	0,69	0,42	0,15	0,12	0,1	0,08	0,07	0,07
SF <sub>6</sub>	(тыс. т)	0,48	0,47	0,49	0,49	0,51	0,51	0,55	0,6	0,64
HFCs	(тыс. т HFC-134a)	23	11	9	4	4	4	4	4	5

## Продолжение Приложения 2.

	Ед. изм.	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Первичное потребление энергии</b>	(ЭДж)									
Уголь		4,3	4,8	5	4,3	2,5	1,5	1	0,8	0,6
Нефть		5,4	5,8	5,9	5,8	5	4	4	3,9	3,2
Биотопливо		0	0	0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
Природный газ		13,9	16	17	16,1	11,6	11,3	14,3	14,5	14,5
Ядерная энергия		2,2	2,6	2,8	3,1	3,7	3,7	3,9	4,2	5,2
Гидроэнергия		2,2	2,2	2,3	2,5	3,2	3,2	3,1	3,1	3,2
НВИЭ		0	0,1	0,1	0,2	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8
<b>Первичное потребление энергии</b>	Мтут									
Уголь		146,85	163,92	170,75	146,85	85,38	51,23	34,15	27,32	20,49
Нефть		184,41	198,07	201,49	198,07	170,75	136,60	136,60	133,19	109,28
Биотопливо		0,00	0,00	0,00	3,42	6,83	10,25	10,25	13,66	13,66
Природный газ		474,69	546,40	580,55	549,82	396,14	385,90	488,35	495,18	495,18
Ядерная энергия		75,13	88,79	95,62	105,87	126,36	126,36	133,19	143,43	177,58
Гидроэнергия		75,13	75,13	78,55	85,38	109,28	109,28	105,87	105,87	109,28
НВИ		0,00	3,42	3,42	6,83	17,08	20,49	23,91	23,91	27,32
<b>Производство электроэнергии</b>	(ТВт-ч)									
Уголь		193,4	217,1	225,7	204,9	124,6	0	0	0	0
Уголь с УХУ		0	0	0	0	11,9	64,2	39	30,2	23,4
Нефть		40,6	44,7	45,9	44,8	33,4	0	0	0	0
Газ		505,3	589,5	629,3	605,2	415,3	465,6	274,8	212,6	0
Газ с УХУ		0	0	0	0	14	82,3	388	465,7	635,5
Ядерная энергия		174,7	200,6	217	238,7	284,4	290	305,3	329,1	404,9
Гидроэнергия		169,7	172,6	175,2	197,2	245,2	248,6	238,8	241,9	245,6
НВИЭ		3	4,6	9,3	19	37,1	49,1	56,1	57,3	58,6
<b>Выбросы загрязняющих в-в</b>	(млн т)									
SO <sub>2</sub>		5,18	5,04	4,59	3,72	2,39	1,51	1,42	1,29	1,14
NO <sub>x</sub>		3,77	4,06	4,1	3,68	2,64	1,7	1,7	1,69	1,66
Аммиак		1,2	1,37	1,44	1,5	1,52	1,51	1,51	1,53	1,53
Летучие орг. в-ва		7	7,77	7,99	7,62	5,99	4,26	4,21	4,18	4,12
Черный углерод		0,14	0,15	0,14	0,13	0,11	0,1	0,09	0,08	0,07
Орг. частицы		1,24	1,28	1,22	1,16	1,09	0,98	0,9	0,83	0,75
Моноксид углерода		18,94	20,61	21,78	21,93	20,18	18,96	19,76	20,45	20,8
<b>Цена углерода</b>	\$/тCO <sub>2</sub>	0	41	50	61	74	90	110	134	163



## Литература

1. Copenhagen Accord (2010). Russian Submission to the Copenhagen Accord, United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn, Germany. Электронный ресурс: [http://unfccc.int/files/meetings/cop\\_15/copenhagen\\_accord/application/pdf/russiacphacco\\_rd\\_app1engl.pdf](http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/russiacphacco_rd_app1engl.pdf)
2. IPCC (2007). Climate Change: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [R.K Pachauri and A. Reisinger (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, U.K., New York, NY, USA, 104 pp.
3. Jacoby HD, Babiker MH, Paltsev S, Reilly JM (2009). Sharing the burden of GHG reductions, in: *Post-Kyoto International Climate Policy*, J. Aldy and R. Stavins (editors), Cambridge University Press: Cambridge, UK; pp. 753-785
4. Paltsev, S., J. Reilly, H. Jacoby, R. Eckaus, J. McFarland, M. Sarofim, M. Asadoorian and M. Babiker, (2005). The MIT Emissions Prediction and Policy Analysis (EPPA) Model: Version 4. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, *Report 125*. Cambridge, MA. Available at: <http://globalchange.mit.edu/files/document/MITJPSPGC Rpt125.pdf>
5. Paltsev, S., E. Monier, J. Morris, H. Chen, A. Sokolov, J. Huang, S. Dutkiewicz, J. Scott, A. Resutek, A. Roberts, A. Slinn, and J. Reilly, (2013). Energy and Climate Outlook 2013, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Special Report, Cambridge, MA. Available at: <http://globalchange.mit.edu/research/publications/other/special/2013Outlook>
6. Paltsev, S., and P. Capros (2013). Cost Concepts for Climate Change Mitigation, *Climate Change Economics*, 4, 1340003.
7. Paltsev, S., E. Monier, J. Scott, A. Sokolov, and J. Reilly, 2014, Integrated Economic and Climate Projections for Impact Assessment, *Climatic Change*, in press.
8. Prinn, R., S. Paltsev, A. Sokolov, M. Sarofim, J. Reilly and H. Jacoby (2011). Scenarios with MIT Integrated Global Systems Model: Significant Global Warming Regardless of Different Approaches, *Climatic Change*, 104(3-4), 515-537.
9. Sokolov A., Schlosser C.A., Dutkiewicz S., Paltsev S., Kicklighter D., Jacoby H., Prinn R., Forest C., Reilly J., Wang C., et al (2005). MIT integrated global system model (IGSM) version 2: model description and baseline evaluation. *Report 124*, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change. Available at: <http://globalchange.mit.edu/files/document/MITJPSPGC Rpt124.pdf>
10. UNFCCC (2014). Time Series - Annex I, United Nations Framework Convention on Climate Change. Available at: [http://unfccc.int/ghg\\_data/ghg\\_data\\_unfccc/time\\_series\\_annex\\_i/items/3814.php](http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/time_series_annex_i/items/3814.php)
11. US EPA (2014). Global Greenhouse Gas Emissions Data, United States Environmental Protection Agency. Available at: <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>

Российская Академия Народного Хозяйства и Государственной Службы

О.В. Луговой, В.Ю. Поташников, Д.С. Гордеев

# Прогнозы энергобаланса и выбросов парниковых газов на модели RU-TIMES

---

## Аннотация

В данной работе приводятся результаты сценарных прогнозов энергобаланса и выбросов парниковых газов (от сжигания топлив и утечек метана) в российской экономике на перспективу до 2050 года на основе оптимизационной модели репрезентативной энергетической системы RU-TIMES.

## 1 Модель RU-TIMES

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)<sup>81</sup> представляет собой систему экономического моделирования и долгосрочного планирования энергетических систем на уровне технологических процессов. Теоретическая структура модели была разработана в рамках программы Международного Энергетического Агентства<sup>82</sup>. Данная система широко используется для анализа и планирования национальных, отраслевых, региональных энергетических систем. Модель в системе TIMES для России (RU-TIMES) была разработана Центром Экономического Моделирования Энергетики и Экологии Института прикладных экономических исследований РАНХиГС. В модель входят сектора, основные производители и потребители энергии: электроэнергетика, цветная и черная металлургия, транспорт (все основные виды), производство цемента, ЖКХ, химия и нефтехимия, домохозяйства, коммерческий сектор, внешняя торговля энергоресурсами. Для каждого сектора и вида продукции в модели экзогенно задается банк технологий для их производства.

С экономической точки зрения, TIMES является моделью частичного равновесия, описывает лишь часть экономической системы – энергетический сектор. В качестве экзогенных параметров задаются спрос на основные виды конечной продукции (производная от экономического роста), а также цены и объемы имеющихся первичных энергетических ресурсов, включая возобновляемые источники энергии, мировые и внутренние цены на первичные энергоресурсы. Результатом решения модели является рекомендуемая технологическая структура производства, выбранная на основе минимальных издержек. Темпы экономического роста являются ключевой предпосылкой модели, определяя динамику спроса на конечные виды продукции. Ниже приводятся подробные результаты расчетов для сценария «средних» темпов экономического роста (см. Раздел 2). Сценарии «высоких» и «низких» темпов экономического роста рассматриваются в разделе анализа чувствительности результатов к предпосылкам.

---

<sup>81</sup> Подробнее о системе TIMES см.: <http://www.iea-etsap.org/web/Times.asp>

<sup>82</sup> Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP), <http://www.iea-etsap.org/>

Также были рассмотрены четыре сценария экономической политики, имеющие следующие предпосылки:

**BASE** – предположение, что инвестиции в расширение производства и обновление оборудования будут делаться только в технологии, используемые в экономике в настоящий момент времени. Новые, более энергоэффективные технологии недоступны. Сценарий используется для демонстрации потенциала роста энергоэффективности при сравнении со сценарием BAU;

**BAU (“Business as Usual”)** – сценарий минимальных издержек при возможности инвестиционного выбора между существующими и более совершенными современными технологиями производства (например, газотурбинные электростанции, суперкритические технологии сжигания угля, гибридные автомобили, и др.);

**CAP50** – сценарий ограничений и торговли выбросами парниковых газов (CAP & Trade) со снижением -50% к 2050 году относительно уровня 1990 года;

**CAP75** – сценарий ограничений и торговли выбросами парниковых газов (CAP & Trade) со снижением -75% к 2050 году относительно уровня 1990 года.

## 2 Результаты моделирования

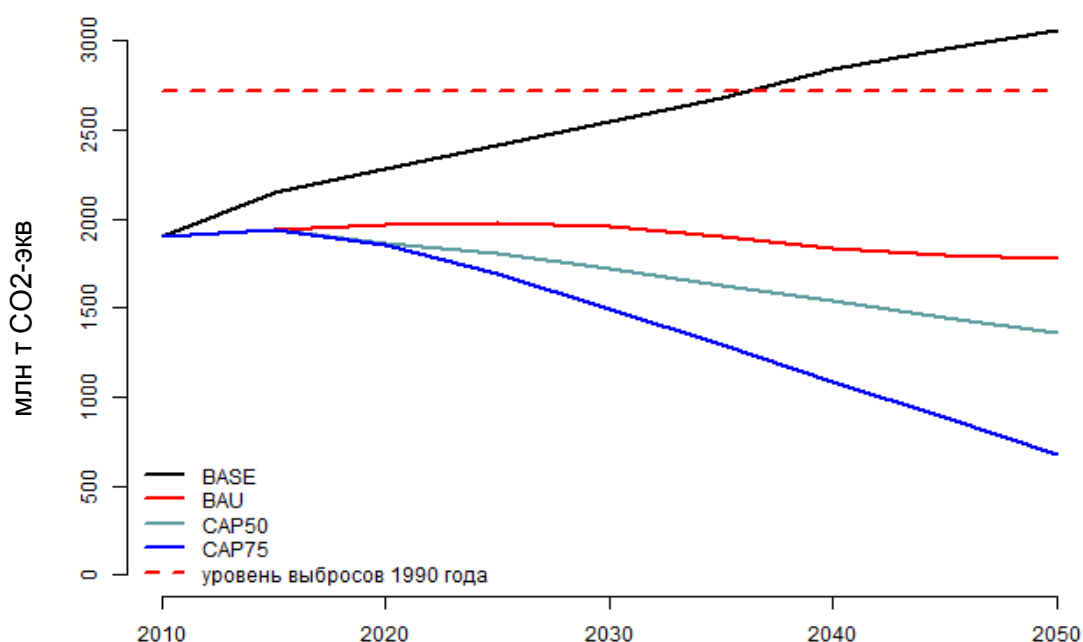
На рис. 1 представлена динамика эмиссии парниковых газов по рассмотренным сценариям экономической политики для «средних» темпов экономического роста. Отметим, что сценарий BASE является искусственным. Его цель – показать потенциал энергосбережения за счет перехода на новые доступные технологии. Очевидно, что при обновлении основных средств и расширении производства инвестиции будут направляться в наиболее современные доступные технологии, являющиеся более эффективными, что представлено сценарием BAU. Другими словами, сценарий BASE отражает ситуацию отсутствия технического прогресса.

Как видно из рисунка, уровень эмиссии в сценарии BASE значительно превышает эмиссию в BAU, и достигает уровня эмиссии 1990 года после 2035 года. В сценарии BAU динамика роста эмиссии не столь значительная, а начиная с 2030 года эмиссия несколько снижается. Сравнение сценариев BASE и BAU демонстрирует влияние постепенного обновления основных фондов на энергоэффективность и эмиссию парниковых газов.

Сценарий BAU также является сценарием минимальных издержек. Он описывает инвестиционные решения бизнеса в условиях совершенной конкуренции и полной информации. Отметим, что сценарий BAU не гарантирован к исполнению. Для его осуществления необходима конкурентная среда и довольно длинный горизонт планирования.

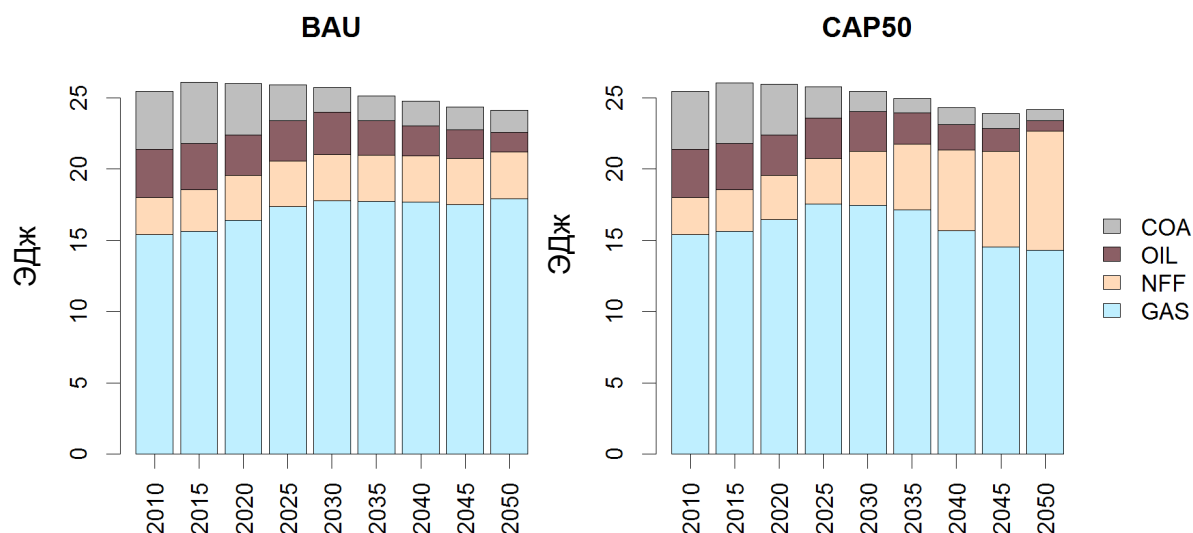
Сценарии CAP50 и CAP75 имеют ограничения на выбросы, с принудительным сокращением до уровня 50% и 25% от значения 1990 года соответственно. Существует множество возможностей и решений достижения заданного сокращения выбросов. Поскольку оптимальный по издержкам рост энергоэффективности уже учтен в сценарии BAU, для дальнейшего сокращения нужно либо использовать более дорогие технологии, либо переключаться на другие виды топлива и источники энергии, также являющиеся относительно более дорогими.

**Рисунок 1. Динамика выбросов парниковых газов по сценариям**



На рис. 2 представлена структура топливного баланса в сценариях CAP50 и BAU. Общий объем потребления топлив примерно одинаков в обоих сценариях. Однако для достижения сокращения требуется заметное увеличение доли неископаемых видов топлива в энергобалансе после 2030 года.

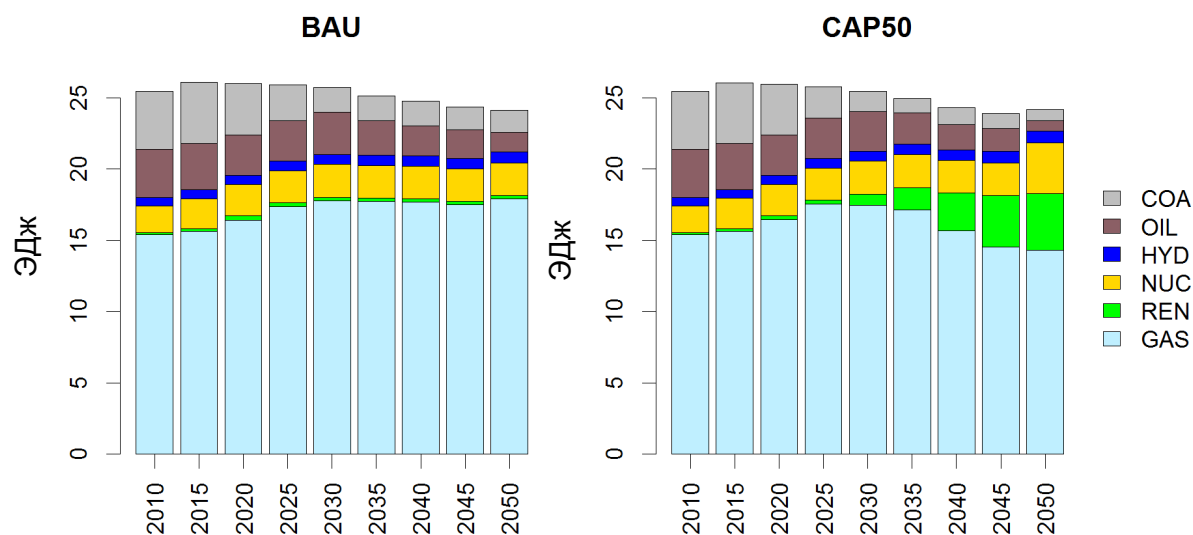
**Рисунок 2. Прогнозная структура энергобаланса в сценариях BAU и CAP50**



Обозначения основных видов энергоносителей и источников энергии: COA – уголь; OIL – нефть и нефтепродукты; GAS – газ (включая природный газ, попутный нефтяной газ, шахтный метан); HYD – гидроэнергетика (крупные гидроэлектростанции); NUC – атомная энергетика; REN – возобновляемые источники (геотермальная энергетика, ветроэнергетика, солнечная энергетика, малые гидроэлектростанции, приливная энергетика и энергия океанов, биоэнергетика); NFF – неископаемые виды топлив (группа из HYD, NUC, REN).

Как показано на рис. 3, такое расширение может быть осуществлено за счет роста возобновляемых источников и атомной энергетики (к 2050 г.).

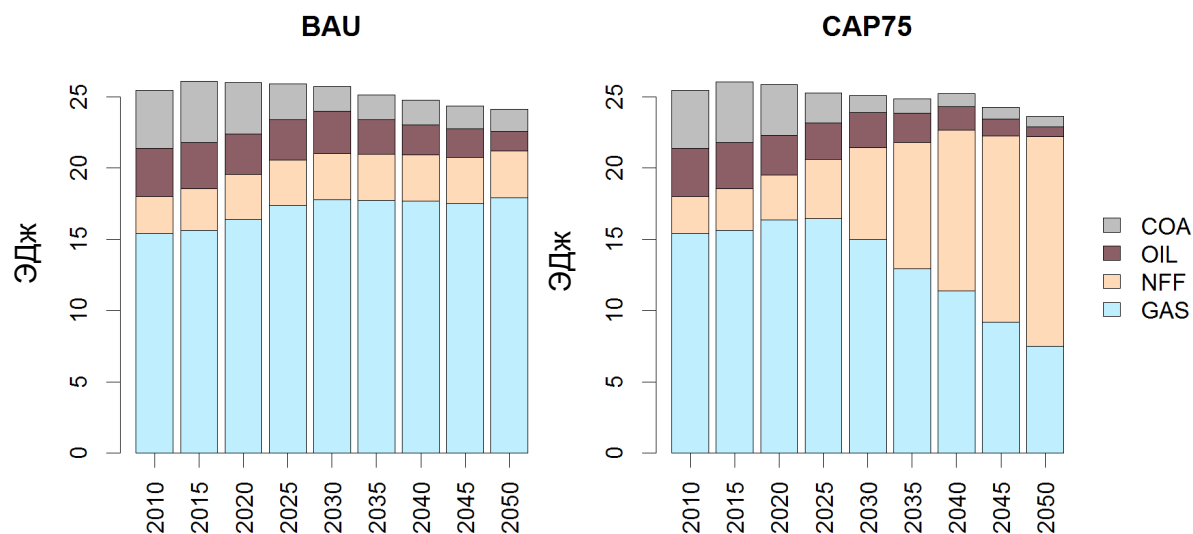
**Рисунок 3. Прогнозная структура энергобаланса в сценариях ВАУ и CAP50 с возможной детализацией по группе неископаемых видов топлив**



Обозначения основных видов энергоносителей и источников энергии: COA – уголь; OIL – нефть и нефтепродукты; GAS – газ (включая природный газ, попутный нефтяной газ, шахтный метан); HYD – гидроэнергетика (крупные гидроэлектростанции); NUC – атомная энергетика; REN – возобновляемые источники (геотермальная энергетика, ветроэнергетика, солнечная энергетика, малые гидроэлектростанции, приливная энергетика и энергия океанов, биоэнергетика); NFF – неископаемые виды топлив (группа из HYD, NUC, REN).

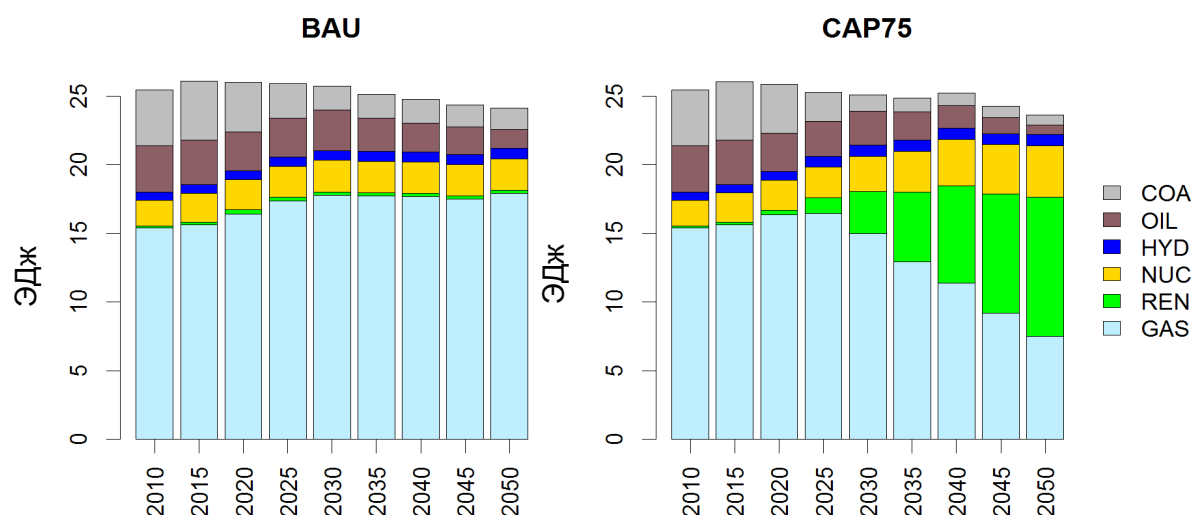
Дальнейшее сокращение, до 25% от уровня 1990 года, требует еще большую долю альтернативных ископаемых топлив в энергобалансе (рис. 4). Увеличение может быть осуществлено за счет либо возобновляемых источников (ветро-, солнечная-, гео-, гидро-, приливная-, био-энергетика), либо атомной энергетике. Вопрос о том, какой из этих видов является наиболее конкурентоспособным, должен решаться отдельно. Международный опыт показывает, что все эти виды могут быть конкурентоспособны. К сожалению, в России реальная практика в этой сфере сильно отстает, несмотря на значительный потенциал для развития.

**Рисунок 4. Прогнозная структура энергобаланса в сценариях BAU и CAP75**



Обозначения основных видов энергоносителей и источников энергии: COA – уголь; OIL – нефть и нефтепродукты; GAS – газ (включая природный газ, попутный нефтяной газ, шахтный метан); HYD – гидроэнергетика (крупные гидроэлектростанции); NUC – атомная энергетика; REN – возобновляемые источники (геотермальная энергетика, ветроэнергетика, солнечная энергетика, малые гидроэлектростанции, приливная энергетика и энергия океанов, биоэнергетика); NFF – неископаемые виды топлив (группа из HYD, NUC, REN).

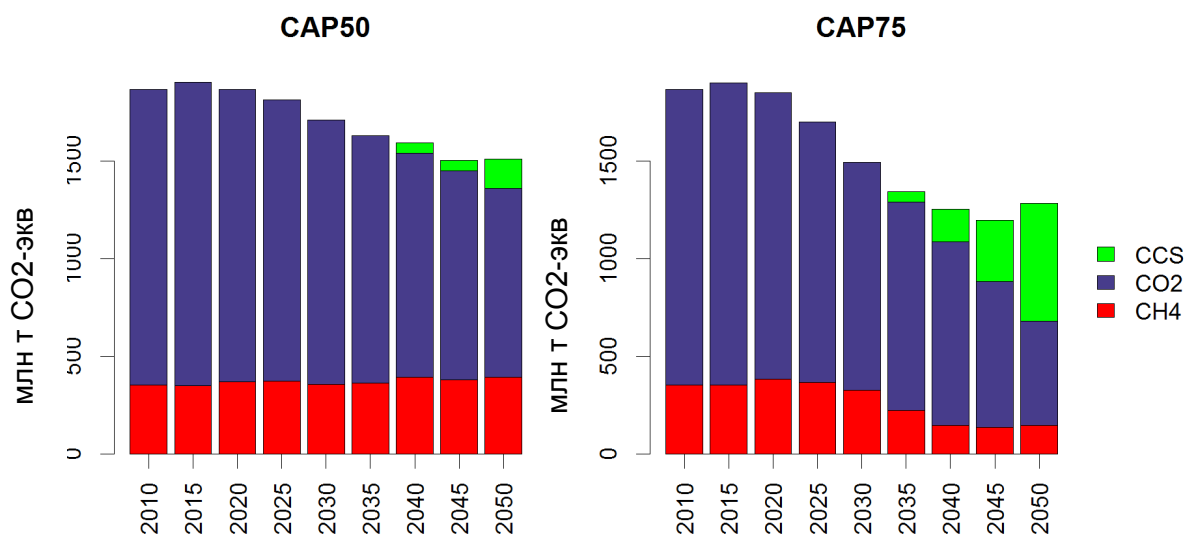
**Рисунок 5. Прогнозная структура энергобаланса в сценариях BAU и CAP75 с возможной детализацией по группе неископаемых видов топлива**



Обозначения основных видов энергоносителей и источников энергии: COA – уголь; OIL – нефть и нефтепродукты; GAS – газ (включая природный газ, попутный нефтяной газ, шахтный метан); HYD – гидроэнергетика (крупные гидроэлектростанции); NUC – атомная энергетика; REN – возобновляемые источники (геотермальная энергетика, ветроэнергетика, солнечная энергетика, малые гидроэлектростанции, приливная энергетика и энергия океанов, биоэнергетика); NFF – неископаемые виды топлив (группа из HYD, NUC, REN).

Еще одной возможностью для сокращения эмиссии является технология улавливания и секвестрирования/захоронения углерода (Carbon Capture and Sequestration/Storage). В отличие от энергосбережения и переключения на другие виды топлива и источники энергии, данная технология направлена на непосредственное улавливание выбросов CO<sub>2</sub> и их захоронение. Технология является затратной и увеличивает потребление топлива. Вместе с тем, Международное энергетическое агентство прогнозирует значительное распространение этой технологии после 2030 года и практически стопроцентное использование CCS на тепловых угольных и газовых электростанциях, а также в ряде отраслей промышленности к 2050 году. Отметим, что ее использование целесообразно лишь при существовании регулирования выбросов CO<sub>2</sub>, что подразумевается в сценариях CAP50 и CAP75. На рис. 6 представлен вариант распространения технологии в случае сдержанного развития возобновляемой энергетики.

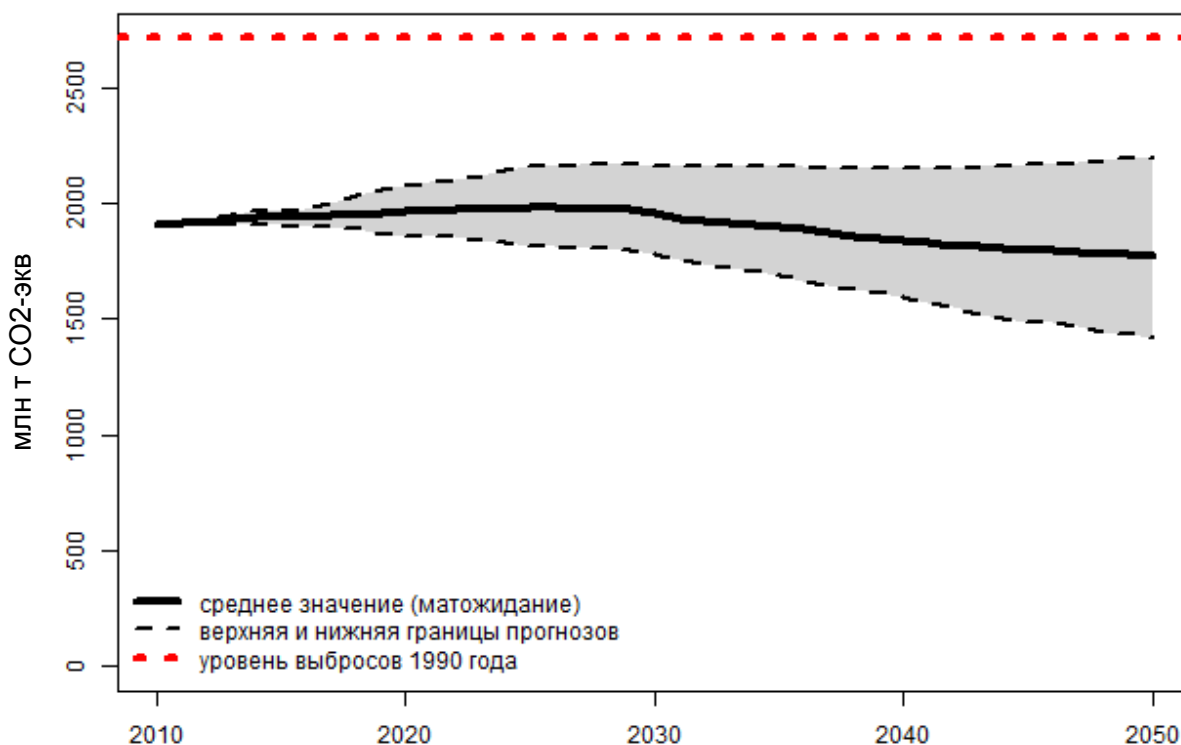
**Рисунок 6. Структура эмиссии и использование CCS в сценариях с регулированием выбросов**



### 3 Анализ чувствительности результатов к предпосылкам

С целью проверки устойчивости полученных результатов был проведен анализ чувствительности - «Монте-Карло» эксперимент, - в процессе которого случайным образом изменялись параметры экономического роста («драйверы спроса») в диапазоне  $\pm 20\%$  к 2050 году от среднего (базового) уровня и динамика мировых и внутренних цен на энергоносители (от  $-50\%$  до  $+50\%$  к базовому уровню ввиду высокой неопределенности и волатильности). Результаты анализа для эмиссии парниковых газов приведены на рис. 7.

**Рисунок 7. Диапазон «оптимального» колебания выбросов парниковых газов**



Верхняя и нижняя границы прогнозов демонстрируют возможный диапазон оптимальных инвестиционных решений при различных параметрах экономического роста и цен на первичные энергоресурсы.

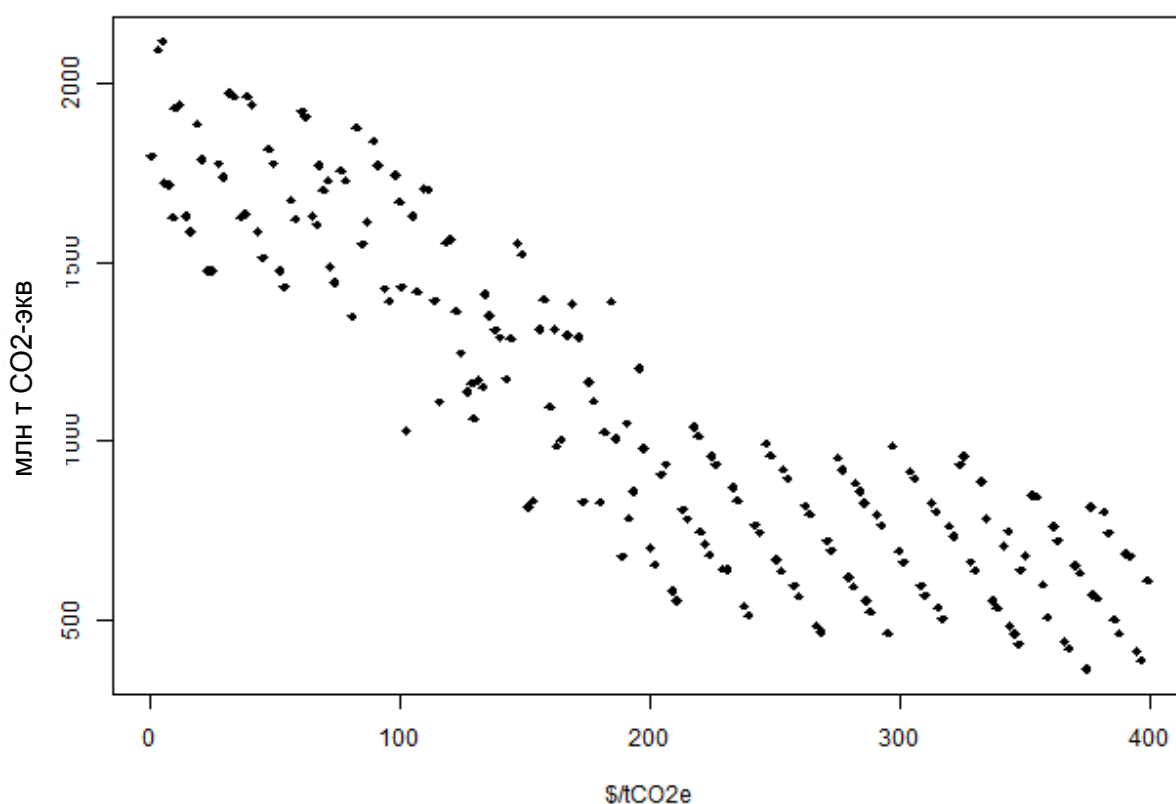
Существующий разброс говорит о пределах нашего знания об оптимальной траектории выбросов, когда мы не обладаем строгим знанием о необходимых предпосылках. Отметим, что ни при каких из рассмотренных условий экономического роста и цен на энергоресурсы достижения уровня выбросов 1990 года не происходит. Это во многом связано со значительным неиспользованным ростом энергоэффективности, который остается экономически целесообразным.



## 4 Предельные издержки сокращения

Потенциал сокращения выбросов сложно обсуждать отдельно от издержек. На рис. 8 приводится оценка предельных издержек сокращения выбросов МАСС (Marginal Abatement Cost Curve), рассчитанная на основе введения различных уровней налога на углерод. Кривая показывает, какими будут выбросы (вертикальная ось) для определенного уровня налога на 1 т CO<sub>2</sub>-экв. (горизонтальная ось). Разброс точек по вертикали является результатом анализа чувствительности, описанного выше.

**Рисунок 8. Оценка предельных издержек сокращения выбросов ПГ к 2050 году относительно сценария 'BAU'**



В соответствии с полученными оценками, при уровне налога 100 долл. за 1 тонну CO<sub>2</sub> можно ожидать снижения выбросов примерно до 50% к 2050 году. Если цена достигнет 200 долл./т CO<sub>2</sub>, то можно ожидать еще двукратного сокращения.

Отметим, что в модели учтены далеко не все возможности сокращения выбросов. Например, позиция по возобновляемым источникам должна быть уточнена. Развитие атомной энергетики и крупных гидроэлектростанций ограничивалось ввиду высокой экологической нагрузки, рисков, социальных проблем.

## 5 Выводы

По результатам расчетов, следует ожидать стабилизации выбросов ПГ на текущем уровне. Связано это с большим неиспользованным потенциалом энергоэффективности. Постепенное обновление устаревших основных фондов приведет к тому, что, несмотря на существенный заложенный рост экономики, выбросы парниковых газов в сценарии BAU (без какой-либо климатической политики) практически не растут. Рост эффективности происходит как со стороны предложения, так и спроса на энергоресурсы. Такая модернизация является экономически эффективной, а связанное с ней снижение выбросов не требует дополнительных затрат.

Существенным фактором, сдерживающим рост выбросов ПГ, является увеличение доли ископаемых источников энергии в энергобалансе. В рассмотренных сценариях использовались целевые параметры Энергостратегии 2030 роста атомной энергетики и доли возобновляемых источников. Отметим, что рост атомной энергетики является довольно амбициозным, тогда как доля возобновляемой энергии сильно отстает от прогнозов в других странах.

Со стороны предложения электроэнергетика обладает наибольшим потенциалом сокращения выбросов ПГ. Связано это с более широким спектром технологий, позволяющих либо переключиться с ископаемых видов топлива на альтернативные (атом, гидро, возобновляемые источники), а также с существующими технологиями улавливания и захоронения двуокиси углерода (CCS). При установленных лимитах на атомную энергию и возобновляемую генерацию технология CCS востребована начиная с 2030 года в сценариях сокращения на 50 и 75% относительно 1990 года.

Анализ чувствительности результатов к ряду предпосылок (темпы экономического роста, цены на первичные энергоресурсы) говорит об устойчивости результатов. Диапазон колебания выбросов дает оценку пределам нашего незнания. При этом верхняя граница не достигает уровня выбросов 1990 года, что говорит о том, что этот рубеж вряд ли когда-либо опять будет пройден.

Предельная стоимость сокращения эмиссии парниковых газов в значительной степени зависит от горизонта планирования. Более четкие сигналы для бизнеса относительно климатической политики позволят значительно снизить издержки от сокращения эмиссии парниковых газов в будущем за счет инвестиционных решений, принятых в условиях определенности. Сокращение выбросов на 50% к 2050 году требует цены на тонну CO<sub>2</sub> примерно в 100 долларов. Данная оценка не учитывает возможные сопутствующие выгоды от использования инвестиций в энергосберегающее оборудование. Также полностью не учтен потенциал возобновляемых источников, требующий дополнительного исследования.