

УДК 621.31

## МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СЦЕНАРИЕВ ОГРАНИЧЕНИЯ ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДО 2030 ГОДА

© 2010 Ф.В. Веселов, А.С. Макарова, А.А. Хоршев

Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), г. Москва, Россия

Поступила в редакцию 14.12.2010

Рассмотрены проблемы, связанные с сокращением парниковых газов. Проведенные исследования показали, что применение активных экономических мер по сокращению эмиссии парниковых газов в электроэнергетике приведет к серьезным сдвигам в технологической структуре, заметному увеличению инвестиционной и ценовой нагрузки в отрасли на экономику.

Ключевые слова: парниковые газы, электроэнергетика, устойчивое развитие, экономика

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема сокращения парниковых газов (ПГ) носит глобальный и долгосрочный характер. Поэтому действия, предпринимаемые в рамках реализации Киотского протокола в период 2008-2012 гг. можно рассматривать скорее как попытку апробации некоторых механизмов воздействия на объемы выбросов ПГ, а количественные ограничения, принятые рядом стран, предусматривают стабилизацию или незначительное снижение этих объемов по сравнению с базовым годом.

Многочисленные прогнозы глобальных и национальных сценариев эмиссии ПГ [1] показывают, что качественное изменения динамики и уровня выбросов возможно только к 2030 году и в более далекой перспективе при условии серьезных технологических изменений в производстве, преобразовании и потреблении различных видов топливно-энергетических ресурсов, обеспечивающих качественное изменение эффективности использования органического топлива, электрической энергии и тепла, масштабное освоение нетопливных, прежде всего - нетрадиционных и возобновляемых ресурсов.

Таким образом, в постКиотский период всем государствам-участникам Киотского протокола потребуются сформировать и реализовать долгосрочные (на 2-3 десятилетия) стратегии развития своей экономики и энергетики, нацеленные на масштабное ограничение и снижение эмиссии ПГ. Параметры этих стратегий должны в полной мере отвечать требованиям устойчивого развития (sustainable development), обеспечивая максимально возможное снижение экологической

нагрузки без ущерба для темпов роста и конкурентоспособности национальной экономики.

Особенную актуальность эта задача представляет для России, которая с заметным опозданием подключилась к киотскому процессу и пока не определила долгосрочных приоритетов своего участия в ограничении эмиссии ПГ. Соответственно, экологические факторы пока не рассматриваются как определяющие и значимые при разработке ключевых документов экономической и энергетической политики, таких как долгосрочные программы социально-экономического развития и Энергетическая стратегия страны.

### 2. РОЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В СНИЖЕНИИ ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОТРАСЛИ

В мировой практике экономико-энергетических исследований с осознанием актуальности системного обоснования сценариев ограничения эмиссии парниковых газов появился целый ряд комплексных работ по оценке технологических возможностей, а также макроэкономических последствий реализации различных сценариев эмиссии ПГ [2, 3, 4].

Целью таких работ является определение "посильных" стратегий развития экономики и ТЭК (в глобальном масштабе и на уровне отдельных государств), в той или иной степени отвечающих глобальным вызовам сокращения выбросов парниковых газов. Ключевой задачей, которая при этом решается исследователями разных стран, является оптимизация структурных и технологических мер в производстве, преобразовании и конечном потреблении ТЭР, обеспечивающих снижение выбросов до целевых значений;

Практически во всех без исключения исследованиях в качестве основной сферы, обеспечи-

*Веселов Федор Вадимович, кандидат экономических наук, зав. лабораторией*

*Макарова Алла Семеновна, кандидат экономических наук, зав. лабораторией*

*Хоршев Андрей Александрович, кандидат экономических наук, научный сотрудник.*

*E-mail: info@eriras.ru, erifedor@rambler.ru*

вающей решающий вклад в ограничение эмиссии парниковых газов, наряду с энергосбережением, рассматривается электроэнергетика. Российская электроэнергетика является крупнейшим внутренним потребителем органического топлива и формирует в настоящее время около 30% от национального объема эмиссии парниковых газов, в т.ч. 35% общестрановой эмиссии CO<sub>2</sub>. Примерно 2/3 объема эмиссии CO<sub>2</sub> в электроэнергетике страны образуется при сжигании угля и треть – при сжигании природного газа.

Одновременно именно электроэнергетика обладает наибольшим среди всех секторов экономики потенциалом для реализации изменений в структуре и эффективности использования различных энергоресурсов за счет расширяющегося во времени спектра технологий производства электроэнергии на органическом, ядерном топливе, гидроэнергии и других возобновляемых источниках. С точки зрения карбоноёмкости (т.е. вклада в эмиссию CO<sub>2</sub>), существующие и перспективные технологии можно разделить на три группы:

- Высокоуглеродные технологии угольных ТЭС на сверхкритических (СК) или суперсверхкритических (ССК) параметрах пара, обладающие наибольшим удельным выбросом CO<sub>2</sub>; сюда же относятся и возможные ТЭС с газификацией угля (ПГУ с ГФ);

- Низкоуглеродные технологии ТЭС, к которым относятся современные электростанции, использующие газ, обладающий меньшим содержанием углерода по сравнению с углем. В эту группу также включаются перспективные технологии тепловых электростанций на угле и газе, оснащенные оборудованием для улавливания CO<sub>2</sub> (до 85-90%), с его последующим компремированием, транспортировкой под давлением и окончательным захоронением<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Англ. Carbon capture and sequestration (CCS)

- Неуглеродные технологии АЭС, ГЭС, ВИЭ (ветровые, солнечные, геотермальные), обеспечивающие производство электроэнергии с нулевым выбросом CO<sub>2</sub>, а также электростанции на лесной или сельскохозяйственной биомассе, эмиссия от сжигания которой не учитывается в рамках национального кадастра выбросов парниковых газов.

Данные группы энерготехнологий принципиально различаются между собой величиной удельных выбросов CO<sub>2</sub> (зеленый цвет на рис. 1). В качестве “базовой” принимается наиболее карбоноёмкая технология угольной ТЭС. Разность между удельными выбросами от “базовой” и альтернативной низко- или неуглеродной технологии (серый цвет на рис. 1) составляет так называемый объем “снижаемых выбросов” (штрихованная область на рис. 1).

При экономической оценке эффективности различных энерготехнологий для сокращения эмиссии парниковых газов обычно используется критерий стоимости “снижаемых выбросов”<sup>2</sup>. Ее величина определяется как разность стоимости электроэнергии, производимой на базовой и альтернативной технологии, относимая к соответствующей величине удельных “снижаемых выбросов”:

$$\text{Стоимость}_{\text{CO}_2}^{\text{снижения}} = \frac{\text{УДЗ}_{\text{баз.технологии}} - \text{УДЗ}_{\text{альт.технологии}} (\text{долл./МВтч})}{\text{Выбросы}_{\text{баз.технологии}} - \text{Выбросы}_{\text{альт.технологии}} (\text{тCO}_2 / \text{МВтч})}$$

На рис. 2 приведены количественные оценки стоимости “снижаемых выбросов” для различных типов электростанций, выполненные в конце 2008 года применительно к российским условиям (т.е. учитывающие уровень капиталовложений и цен топлива на внутреннем рынке). Все приведенные в работе экономические оценки представлены в долларах 2007 года.

Важно подчеркнуть, что наименьшей сто-

<sup>2</sup> Англ. Carbon avoided costs

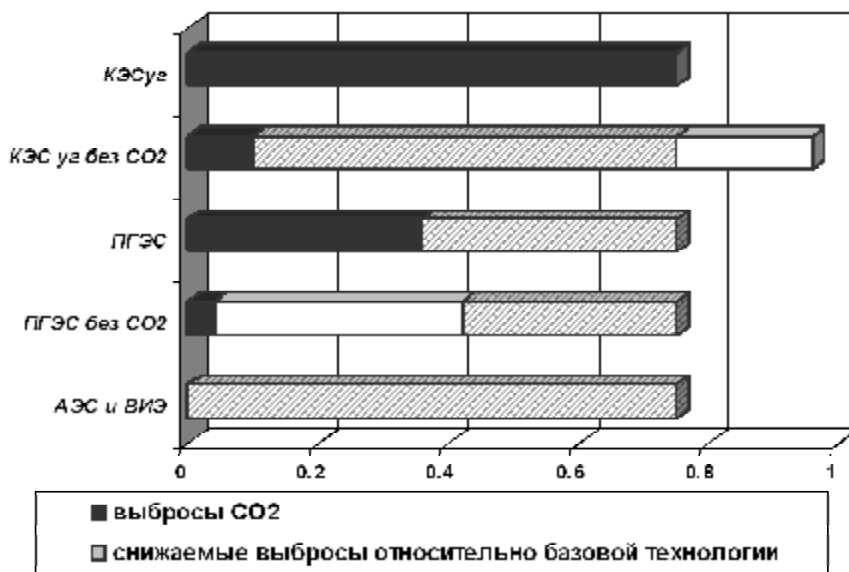


Рис. 1. Удельные снижаемые выбросы CO<sub>2</sub>, (т CO<sub>2</sub>/МВт.ч)

имостью “снижаемых выбросов” обладают уже существующие современные технологии атомной и газовой генерации. При определенных соотношениях капиталовложений, цен топлива, коэффициента дисконтирования стоимость производства на АЭС может быть немного ниже или выше, чем на традиционной угольной КЭС для условий европейской части России. Соответственно, стоимость “снижаемых выбросов” для АЭС варьируется от –16 до 5 долл./т CO<sub>2</sub>.

Следующей по эффективности технологией являются новые парогазовые электростанции (ПГЭС). При использовании газа с меньшей долей углерода (чем в угле) и с к.п.д. установок на уровне 50-55% стоимость “снижаемых выбросов” для современных ПГЭС составит 10-25 долл./т CO<sub>2</sub>. Однако при скорректированных в последние месяцы, более умеренных прогнозах роста мировых цен нефти и связанных с ними цен газа стоимость производства электроэнергии на ПГЭС будет ниже исходных оценок, а вместе с ней – и диапазон стоимости “снижаемых выбросов”, приближаясь к уровню АЭС.

Остальные низко- и некарбонемкие технологии имеют значительно более высокую стоимость “снижаемых выбросов” и оказываются менее конкурентоспособными с АЭС и ПГЭС. Для электростанций на возобновляемых ресурсах (ветер, солнце, вода) высокая стоимость связана, прежде всего, с ограниченной годовой выработкой электроэнергии, хотя удельные капиталовложения для ГЭС и солнечных электростанций также остаются гораздо выше, чем для угольных ТЭС (рис. 3).

Для тепловых электростанций с новыми технологиями улавливания CO<sub>2</sub> решающими факторами являются существенный (на 60-80 для угольных ТЭС и в 2 раза для ПГЭС, см. рис. 3) рост капитальных затрат и расхода электроэнергии на собственные нужды для восстановления сорбентов (на 13-15 процентных пунктов для угольных ТЭС и на 5 процентных пунктов – для ПГЭС). Кроме этого, к стоимости “снижаемых выбросов” на ТЭС с улавливанием нужно добавлять затраты на транспорт и окончательное захоронение CO<sub>2</sub> в геологических пластах или выработанных нефтегазовых месторождениях. По достаточно осторожным оценкам в российских условиях они могут составить до 15 долл./т CO<sub>2</sub>.

Высокие стоимости “снижаемых выбросов” для электростанций на ВИЭ и “чистых” тепловых электростанций с улавливанием CO<sub>2</sub> характерны не только для России – подобные значения приводятся экспертами IEA, EPRI, NETL, McKinsey, CERA и других ведущих исследовательских центров в Европе и США. При этом ожидается, что при дальнейшем развитии данных технологий как на стадии разработки, так и на стадии их коммерческого внедрения<sup>1</sup> может быть обеспечено серьезное снижение удельных капиталовложений. Тем не менее, даже с учетом этих эффектов удешевления конкурентоспособность большинства низко- и неуглеродных технологий может быть обеспечена только за счет специальных мер экономического стимулирования. Наиболее простыми мерами (активно ис-

<sup>1</sup> Англ. Technology learning-by-doing

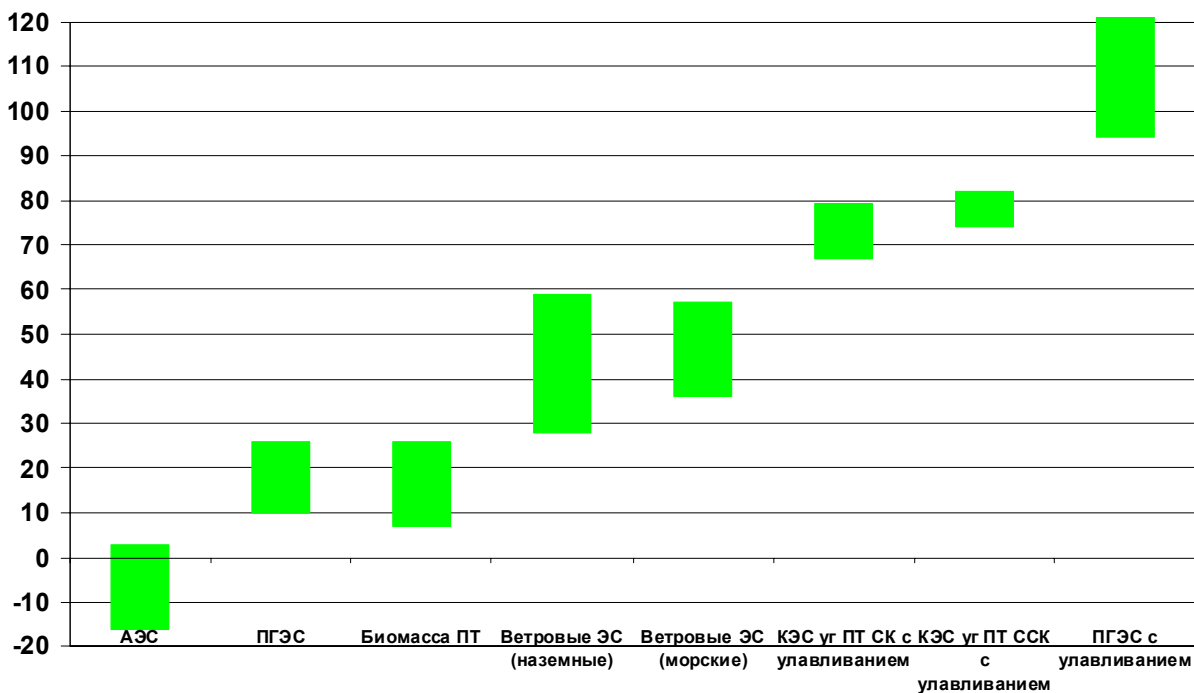


Рис. 2. Диапазоны стоимости “снижаемых выбросов” для различных технологий (при дисконте 10%), долл./ т CO<sub>2</sub>

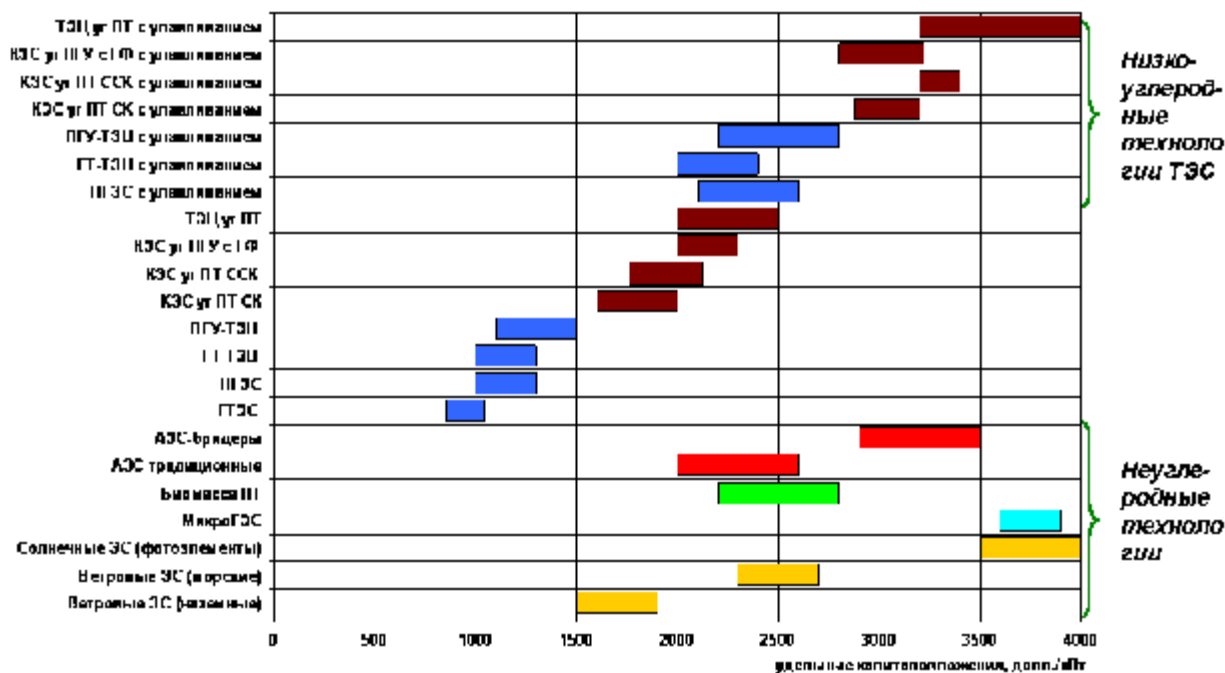


Рис. 3. Удельные капиталовложения в различные технологии производства электроэнергии, долл./кВт

пользуемыми в странах ЕС) являются субсидии владельцам “зеленых” электростанций – за счет бюджета или за счет потребителей, собираемые в виде надбавки в конечной цене.

Однако более комплексным по своему эффекту подходом является введение платы за эмиссию CO<sub>2</sub>, играющей роль своеобразного налога на использование органического топлива. Предполагается, что именно этот механизм станет одним из главных экономических регуляторов эмиссии парниковых газов в “пост-киотский” период.

### 3. ИЗМЕНЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СТРУКТУРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПРИ ВВЕДЕНИИ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ CO<sub>2</sub>

Для российских условий многовариантное исследование конкурентоспособности низко- и некарбоноёмких технологий и вариантов структуры генерирующих мощностей при различных уровнях платы за эмиссию CO<sub>2</sub> было выполнено экспертами ИНЭИ РАН в 2008 г. с использованием модельно-информационного комплекса EPOS [5], в состав которого входит динамическая модель для совместной оптимизации развития электроэнергетики, газовой и угольной отраслей.

По сравнению с предыдущими версиями, в межотраслевой оптимизационной модели был существенно расширен состав рассматриваемых технологий производства электроэнергии и тепла и учтены предельные масштабы их развития. Для атомных электростанций эти ограничения связа-

ны с обеспеченностью ресурсами ядерного топлива и предельными возможностями (темпами) строительства АЭС, для электростанций на ВИЭ – ограниченностью экономического потенциала возобновляемых ресурсов на территории ЕЭС России, для “чистых” угольных ТЭС с улавливанием CO<sub>2</sub> – сроками появления и коммерческого освоения данных технологий в мире и в России.

В производственном блоке модели более подробно описаны ограничения по технологически допустимым режимам использования разных технологий (в т.ч. электростанций на ВИЭ) в балансах мощности, электроэнергии и тепла. Кроме этого, в модель введены дополнительные ограничения на допустимые объемы эмиссии CO<sub>2</sub> и объемы капиталовложений в электроэнергетику, сужающие область оптимизации масштабов ее структурной и технологической перестройки (снижение выбросов или экономия инвестиций).

В качестве базового сформирован вариант развития электроэнергетики (соответствующий параметрам инновационного сценария развития экономики страны, определенным в Концепции долгосрочного развития до 2020 года) в отсутствие экономических мер по сокращению выбросов парниковых газов. В альтернативных вариантах диапазон платы за эмиссию составляет 5-25 долл./т CO<sub>2</sub> в 2015 г., а к 2030 г. увеличивается до 25-100 долл./т CO<sub>2</sub> (табл. 1).

Полученные результаты показывают, что введение платы за эмиссию CO<sub>2</sub> приводит к серьезной перестройке структуры генерирующих мощностей (рис. 5). В базовом варианте развития от-



Рис. 4. Структурная схема статического блока модели оптимизации развития электроэнергетики в ТЭС с учетом ограничения эмиссии CO<sub>2</sub> (EPOS-CARBON)

Таблица 1. Диапазоны платы за эмиссию CO<sub>2</sub> до 2030 г., долл./т CO<sub>2</sub>

Расчетные варианты	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Базовый	0	0	0	0
1	5	10	15	25
2	10	15	25	50
3	15	25	50	75
4	25	50	75	100

расли соотношения капиталовложений в различные типы электростанций и соотношения цен топлива обеспечивали экономически обоснованную тенденцию выравнивания долей угольных, газовых и атомных электростанций. Введение же платы за эмиссию CO<sub>2</sub> резко ухудшает конкурентные позиции угольной генерации и, в меньшей степени, - газовой. Поэтому во всех рассмотренных вариантах к 2030 г. достигается заметное снижение доли наиболее карбоноёмких традиционных угольных ТЭС, которая не превышает 18-19% против 31% в «базовом» варианте.

В первую очередь (уже в варианте с минимальным уровнем платы) замещение угольной генерации будет идти за счет более интенсивного развития АЭС и ограниченного по объемам роста ТЭС на газе. При этом доля АЭС вырастет до 26-27% от общей установленной мощности электростанций (против 21% в базовом варианте).

Следующая по эффективности «волна» замещающих мощностей при более высоких уровнях платы за CO<sub>2</sub> формируется новыми мощностями-

ми электростанций на ВИЭ и ГЭС, общая доля которых в 2030 г. составит 20-22% (против 18% в базовом варианте). Наконец, замыкающим источником снижения эмиссии парниковых газов являются принципиально новые ТЭС на угле с технологиями улавливания CO<sub>2</sub>. При принятых технико-экономических показателях данные технологии являются наиболее дорогим решением по снижению выбросов, а из-за низкой технологической готовности масштаб их освоения к 2030 году будет ограничен.

Результаты оптимизации структуры генерирующих мощностей показали, что введение платы за эмиссию парниковых газов дает серьезный экономический импульс для развития нетопливных технологий производства электроэнергии (АЭС, ГЭС, ВИЭ), а также для приоритетного развития высокоэкономичной газовой генерации в тепловой энергетике. Такие структурные сдвиги приводят к существенному снижению суммарного потребления органического топлива в электроэнергетике. По сравнению с базовым ва-

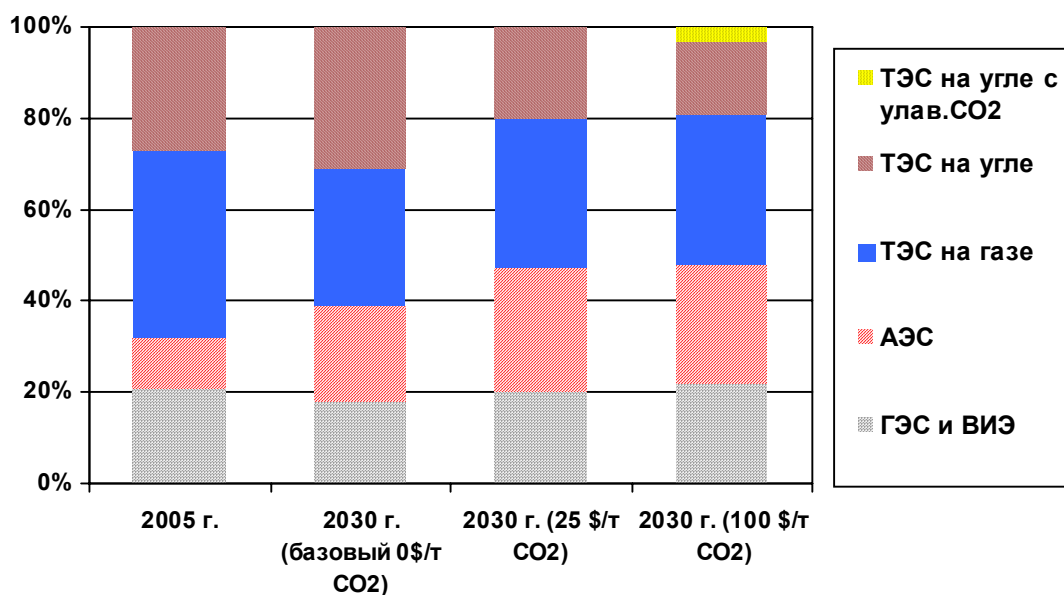


Рис. 5. Изменения в структуре генерирующих мощностей к 2030 году при различных уровнях платы за эмиссию CO<sub>2</sub>

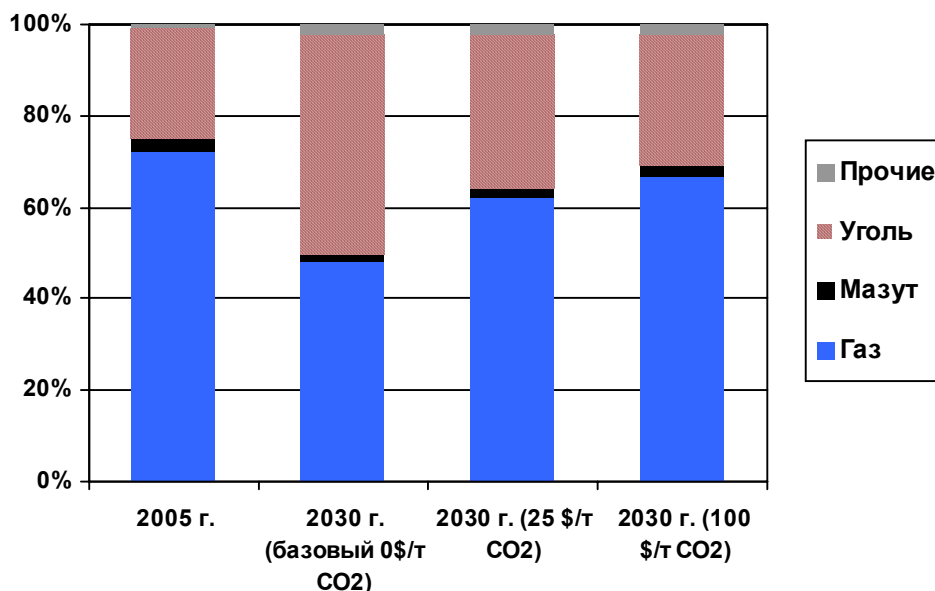


Рис. 6. Изменения в структуре потребления топлива к 2030 году при различных уровнях платы за эмиссию CO<sub>2</sub>

риантом в 2030 г. общая потребность в топливе электростанций снизится на 16-19%. При этом при введении платы за выбросы CO<sub>2</sub> из-за более масштабного развития газовых ТЭС газ сохранит свои позиции в качестве доминирующего энергоресурса в «топливной корзине» отрасли (рис. 6), а его доля в 2030 г. останется выше 60% (в «базовом» варианте доли газа и угля к 2030 г. практически выравниваются – до 48%).

Исходя из прогнозных объемов и структуры потребляемого топлива были оценены объемы эмиссии CO<sub>2</sub> в электроэнергетике (таблица 2). Из-за инерционности структурных изменений в электроэнергетике эмиссия до 2020 года будет расти во всех сценариях (затененная область таб-

лицы). К 2030 году в условиях базового варианта (т.е. без введения платы за эмиссию CO<sub>2</sub>) приоритетное развитие традиционной угольной генерации приведет к удвоению объемов эмиссии от электроэнергетики по сравнению с 2005 годом. Однако активное экономическое стимулирование низко- и некарбонемких технологий позволит после 2020 г. переломить растущий тренд базового варианта и к 2030 году сократить эту величину на 25% уже при плате за эмиссию CO<sub>2</sub> на уровне 25 долл./т CO<sub>2</sub> и еще на 10% - при увеличении платы до 100 долл./т CO<sub>2</sub>.

Общее сокращение ежегодных выбросов в электроэнергетике может в 2030 г. составить около 400 млн. т CO<sub>2</sub>, из которых более 45% может

**Таблица 2.** Эмиссия CO<sub>2</sub> в электроэнергетике России при различных уровнях платы за эмиссию, млн. т CO<sub>2</sub>

	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Базовый	513	669	772	913	981	1112
плата (2030)=25\$/т CO <sub>2</sub>			760	866	876	852
плата (2030)=50\$/т CO <sub>2</sub>			751	861	855	812
плата (2030)=75\$/т CO <sub>2</sub>			745	843	819	781
плата (2030)=100\$/т CO <sub>2</sub>			741	816	782	713

быть обеспечено за счет развития АЭС (рис. 7). Таким образом, вклад атомной энергетики в совокупное снижение выбросов в отрасли потенциально является наиболее значимым среди рассмотренных технологий. Экономически эффективный вклад энерготехнологий на ВИЭ сопоставим с объемом снижения эмиссии за счет низкоуглеродных ТЭС на газе и биомассе.

Отметим, что мировой экономический кризис и связанное с ним ухудшение экономической ситуации в России существенно скорректировали долгосрочные тренды энерго- и электропотребления страны, соответственно снизив и остроту проблемы активного снижения эмиссии парниковых газов в России. Поэтому приведенные здесь количественные оценки, полученные для докризисных сценариев экономики, могут рассматриваться в современных реалиях, как потенциальные возможности отрасли до 2030 года.

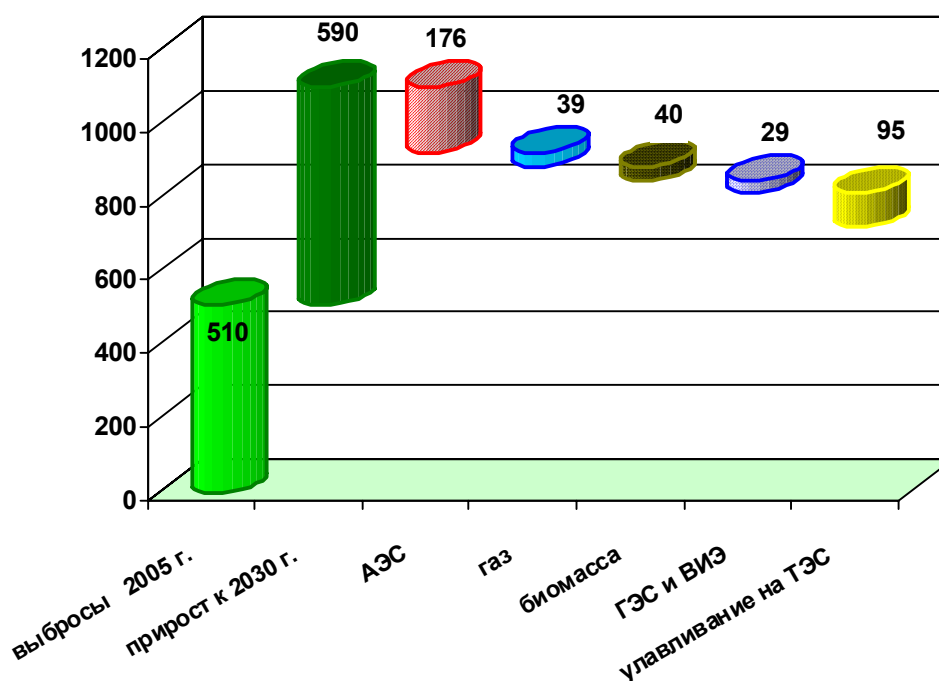
Анализ изменений в структуре мощностей позволил определить вклад каждой низко- и неуглеродной технологии в общее снижение выбросов и сформировать кривую потенциального сокращения эмиссии CO<sub>2</sub> в отрасли в координа-

тах объемов и стоимости “снижаемых выбросов”. При этом, как показано на рис. 8, более половины потенциального снижения выбросов может быть обеспечено при уровне платы не выше 20-25 долл./т CO<sub>2</sub> за счет традиционных технологий атомной и газовой энергетики, а также использования биомассы (при ее цене на станции около 60 долл./т у.т.).

#### 4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ СЦЕНАРИЕВ ОГРАНИЧЕНИЯ ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Исходя из полученных вариантов структуры мощностей, с использованием финансово-экономической модели электроэнергетики ELFIN, разработанной в ИНЭИ РАН, были оценены инвестиционные потребности и условия финансовой реализуемости различных сценариев введения платы за эмиссию CO<sub>2</sub>, включая уровни необходимых цен электроэнергии.

Изменение производственной структуры в пользу низко- и некарбоноёмких технологий требует дополнительных инвестиционных затрат



**Рис. 7.** Потенциальный вклад технологий в сокращение выбросов CO<sub>2</sub> в электроэнергетике (млн. т CO<sub>2</sub> в год) в 2030 году

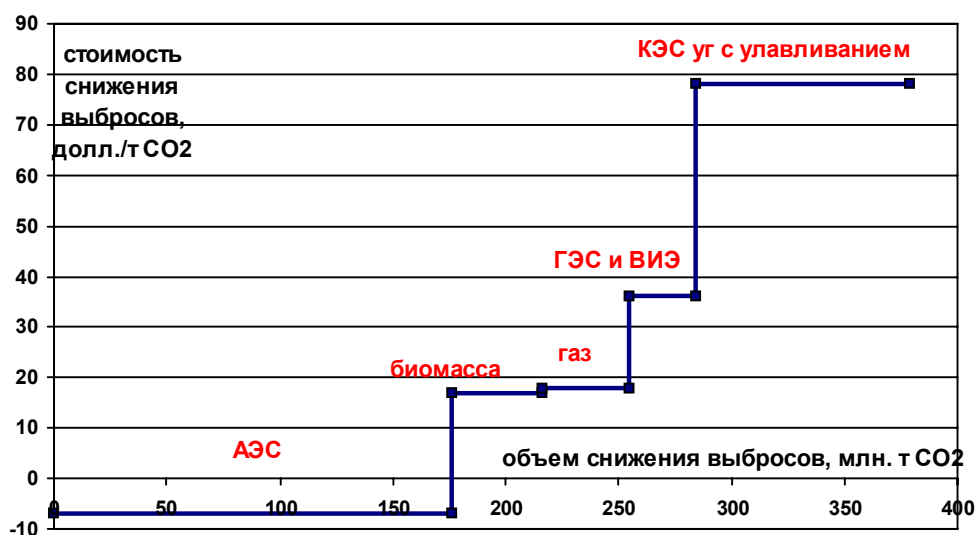


Рис. 8. Потенциальный вклад технологий в сокращение выбросов CO<sub>2</sub> в электроэнергетике (млн. т CO<sub>2</sub> в год) в 2030 году

в проекты атомной, гидро-, нетрадиционной и “чистой” угольной энергетики, особенно после 2020 года. Это приведет к увеличению суммарных капиталовложений в генерирующие мощности электростанций по сравнению с базовым вариан-

том на 7-15%, что в абсолютном выражении составит 45-90 млрд. долларов (табл. 3).

В среднем же, как показано на рис. 9, “капиталоемкость” снижения выбросов в электроэнергетике оценивается в 25 млрд. долл. на каждые

Таблица 3. Капиталовложения в генерацию, млрд. долл. 2007 г.

Варианты	2007-2010 гг.	2011-2015 гг.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.	Всего за 2007-2010 гг.
Базовый	67.6	123.2	129.7	129.4	149.3	599.2
1		117.8	129.4	151.7	176.3	642.8
2		117.3	130.9	152.5	184.5	652.7
3		116.7	138.3	154.5	193.7	670.7
4		118.6	144.9	161.5	195.2	687.7

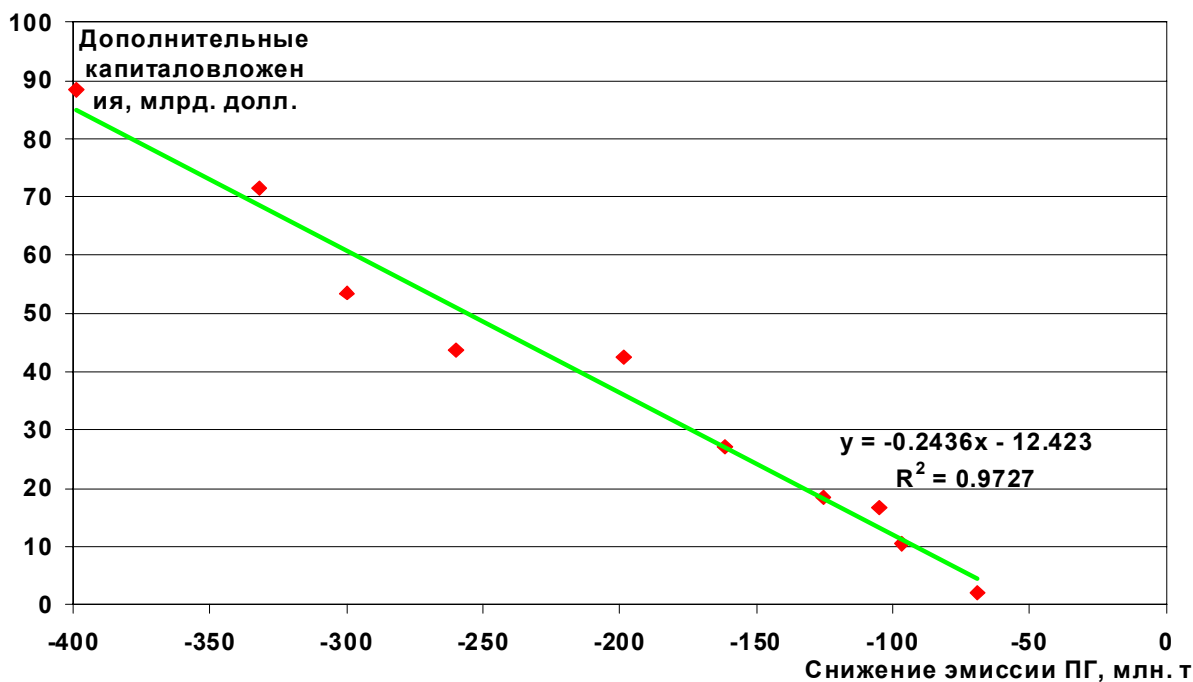


Рис. 9. Зависимость дополнительных капиталовложений и объемов снижения эмиссии CO<sub>2</sub> в электроэнергетике



дополнительные 100 млн. т CO<sub>2</sub>.

Еще более значимым фактором, влияющим на экономические показатели отрасли, будут дополнительные экологические затраты на ТЭС при введении платы за выбросы CO<sub>2</sub>. Величина этих дополнительных ежегодных затрат сопоставима с суммарными за период дополнительными капиталовложениями. В варианте 1 с “минимальной” динамикой платы при “стоимости” выбросов 10 долл./т CO<sub>2</sub> в 2020 г. эти затраты составят почти 9 млрд. долл. или до 5% от необходимой выручки отрасли, а в 2030 г. при “стоимости” 25 долл./т CO<sub>2</sub> их величина превысит 20 млрд. долл., а доля в выручке достигнет 10%. В варианте 4 с “максимальной” динамикой платы за выбросы в 2020 г. (при плате 50 долл./т CO<sub>2</sub>) дополнительные расходы свыше 40 млрд. долл. или 20% от суммарной необходимой выручки отрасли, а к 2030 г. (при плате 100 долл./т CO<sub>2</sub>) их объем вырастет до более чем 70 млрд. долл., а доля в выручке достигнет четверти (рис. 10).

Объемы платежей за выбросы CO<sub>2</sub> к 2030 году оказываются сопоставимыми по порядку величины с суммарными топливными затратами отрасли. Так, при плате в 50 долл./т CO<sub>2</sub> они составляют примерно половину топливных затрат, а при плате в 75-100 долл./т CO<sub>2</sub> – равны или даже превышают их. Фактически это означает, что введение платы за выбросы парниковых газов, трактуемое как дополнительный налог для ТЭС, приведет к 2030 году к росту топливных затрат в отрасли в полтора-два раза.

Масштабное увеличение инвестиционной нагрузки в электроэнергетике, совместно с рос-

том топливных затрат электростанций за счет введения платы за эмиссию CO<sub>2</sub>, неизбежно отразится на динамике будущих цен электроэнергии. Финансово-экономические прогнозы развития отрасли и расчеты необходимых цен электроэнергии, выполненные при различных уровнях платы за эмиссию показывают, что снижение выбросов на каждые 100 млн. т CO<sub>2</sub> вызовет увеличение цены электроэнергии на 2-2,5 цент/кВт.ч (рис. 11).

## 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования показали, что применение активных экономических мер по сокращению эмиссии парниковых газов в электроэнергетике приведет к серьезным сдвигам в технологической структуре, структуре топливного баланса, заметному увеличению инвестиционной и ценовой нагрузки в отрасли на экономику. Эти изменения, безусловно, будут иметь серьезный межотраслевой и макроэкономический масштаб и потребуют комплексной оценки последствий для всей экономики и ТЭК страны.

Данный факт подчеркивает актуальность тщательного отраслевого и макроэкономического обоснования новой экологической политики России в посткиотский период, которая должна обеспечить реализуемость необходимых инвестиционных решений при приемлемых ценах электроэнергии, не приводящих к потере конкурентоспособности страны и снижению темпов роста ВВП и уровня жизни населения.

Работы по данному направлению начаты в

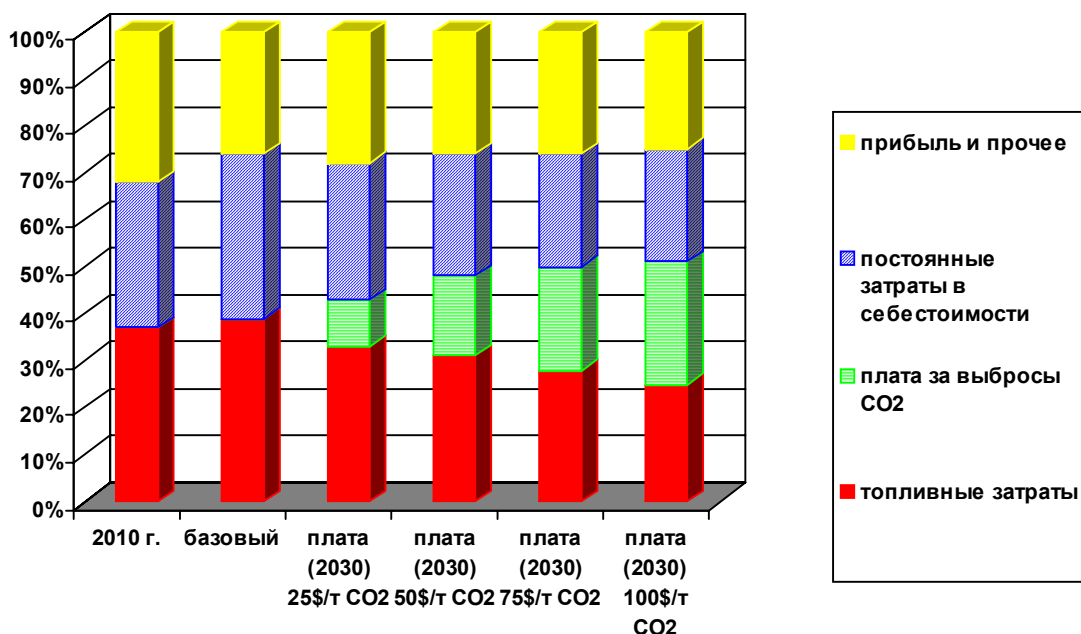


Рис. 10. Структура необходимой выручки в электроэнергетике в 2030 г. при различных уровнях платы за эмиссию CO<sub>2</sub>

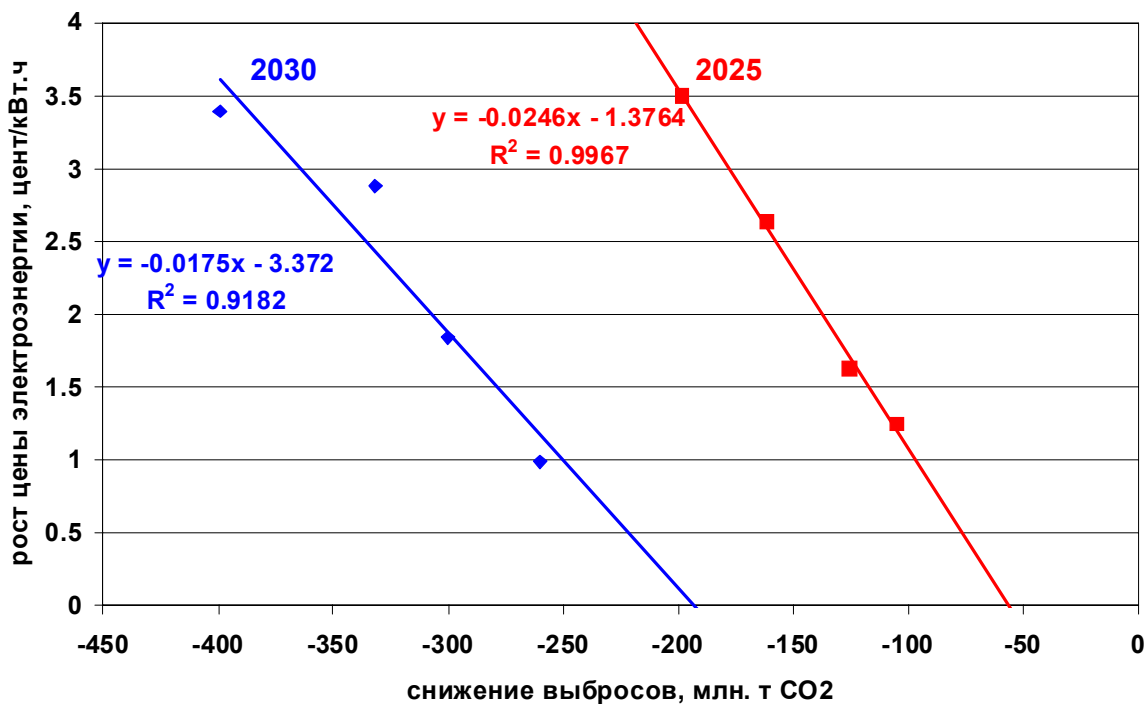


Рис. 11. Зависимость роста цены электроэнергии и объемов снижения эмиссии CO<sub>2</sub> в электроэнергетике

ИНЭИ РАН на базе системы прогнозирования взаимосвязей экономики и энергетики (МЭ-НЭК), который используется совместно с системой отраслевых производственно-финансовых моделей и позволяет оценить макроэкономические последствия и риски введения ограничений и платы за эмиссию CO<sub>2</sub> для отраслей ТЭК, наиболее карбоноёмких отраслей промышленности и конечных потребителей топлива и энергии.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Прогнозы Международного энергетического агентства

(IEA), Администрации по энергетической информации Министерства энергетики США (EIA), Межгосударственной комиссии по изменению климата (IPCC), а также экспертных и неправительственных организаций (CERA, McKinsey, Greenpeace и др.)

2. Stern, N. (2006): 'The Stern Review on the Economics of Climate Change', Cambridge: Cambridge University Press.
3. DTI (2005): Options for a Low Carbon Future: Review of Modeling Activities and an Update, London.
4. ERPI (2008): Workshop on Understanding Cost Estimates of Climate Policy, Washington DC.
5. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. Серия: Проблемы развития электроэнергетики России. М.: ИНЭИ РАН, 2007.

#### MODELING AND ECONOMICAL ESTIMATION OF GREENHOUSE GASES EMISSION IN RUSSIAN ELECTROENERGETICS UP TO THE YEAR 2030

© 2010 F.V. Veselov, A.S. Makarova, A.A. Khorshev

Institute of Energetic Research of Russian Academy of Science, Moscow, Russia

Problems connected with greenhouse gases decreasing have been considered. Researches showed that active economical measures to decrease greenhouse gases emission in electro energetic leads to the serious changes in the technological structure and to increasing of investment and value load in economics.

Key words: greenhouse gases, electro energetic, sustainable development, economics

*Fyodor Veselov, Candidate of Economical Science, Head of Laboratory*

*Alla Makarova, Candidate of Economical Science, Head of Laboratory*

*Andrey Khorshev, Candidate of Economical Science, Scientific Collaborator*

*E-mail: info@eriras.ru, erifedor@rambler.ru*