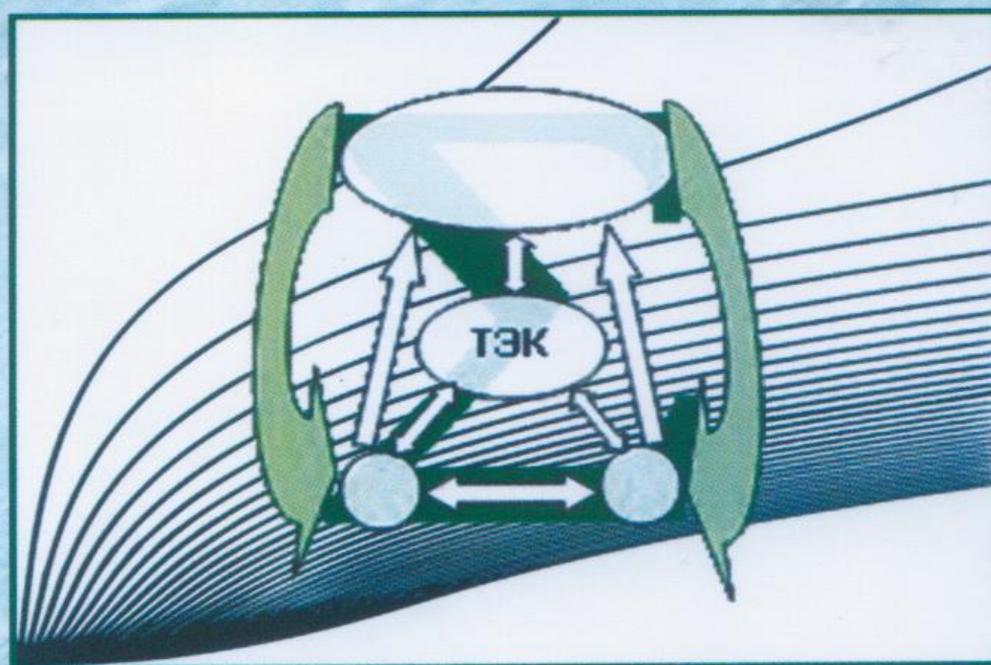


Ю.Д. Кононов

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ
ОБОСНОВАННОСТИ
ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГНОЗОВ
РАЗВИТИЯ ТЭК**



**Новосибирск
Наука
2015**

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ им. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА

Ю.Д. Кононов

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ОБОСНОВАННОСТИ
ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГНОЗОВ
РАЗВИТИЯ ТЭК**

Ответственный редактор
академик РАН *А.А. Макаров*



НОВОСИБИРСК

«НАУКА»

2015

УДК 620.9: 338.27
ББК 65.304
К64

Ю.Д. Кононов. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов – Новосибирск: Наука, 2015. – 147 с.

ISBN 978-5-02-038662-4.

В монографии рассматриваются возможные способы повышения качества и значимости долгосрочных прогнозов развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны. Предлагается поэтапный подход к сужению области неопределенности исходных данных и результатов прогнозных исследований, основная особенность которого состоит в последовательном их уточнении на каждом временном этапе в процессе итерационных расчетов, в том числе за счет выделения и решения специальными методами наиболее важных задач, в первую очередь долгосрочный прогноз конъюнктуры на региональных энергетических рынках и количественная оценка возможных барьеров на пути развития ТЭК и стратегических угроз энергетической безопасности. При решении этих задач, выявлении и исследовании области допустимого и эффективного развития ТЭК предлагается выделять инварианты и зону нестабильности (рисков), используя сочетание многовариантных оптимизационных расчетов с техникой Монте-Карло.

Для научных работников, аспирантов и специалистов, занимающихся стратегическим планированием и прогнозированием развития энергетики, а также проблемами энергетической и национальной безопасности.

Табл. 24. Ил. 27. Библиогр.: 122 назв.

Р е ц е н з е н т ы

доктор технических наук *Б.Г. Санеев*
доктор технических наук *С.М. Сендеров*
доктор физико-математических наук *Г.С. Курганская*

Утверждено к печати Ученым советом
Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

© Ю.Д. Кононов, 2015
© Институт систем энергетики
им. Мелентьева СО РАН, 2015

ISBN 978-5-02-038662-4.

ОТ РЕДАКТОРА

Реакцией либеральных экономистов на развал советской плановой системы и возросшие стрессы нового века стали не только снижение интереса к прогнозированию развития сложных процессов вообще и больших производственно-экономических систем в частности, но и культивирование иронического отношения к этому вопросу. Недавно очередной бакалавр не последнего американского университета изрёк: «... прогнозирование является наименее интеллектуальным видом деятельности» – и начал излагать свои не слишком оригинальные сентенции о настоящем и будущем.

Между тем именно расширение зоны неопределенности при быстром росте концентрации производственных мощностей, стоимости и сроков реализации проектов рождает необходимость у их разработчиков и у инвесторов в особенности лучше представлять себе перспективные потребности, возможности и риски. Для этого важны не только правильно сконструированное видение будущего, но и возможность предметно обсуждать его альтернативы и иметь платформу для количественной оценки угроз и поиска компромиссов заинтересованными сторонами (стейкхолдерами), принимающими решения. Необходимыми же условиями и их интересов к такой платформе служат доверие к методологии прогнозирования, достаточно полное формализованное описание исходных посылок и инструментов, а главное, возможность получать и независимо воспроизводить ответы на ставящиеся вопросы.

Для целей прогнозирования развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) такая методология системных исследований энергетики начала создаваться в ИСЭМ СО РАН почти полвека назад при активном участии автора и ответственного редактора этой книги. Она получила международное распространение, совершенствовалась и затем адаптировалась

в процессе тяжелого перехода от центроплановой к рыночной системе хозяйствования. Сегодня в нашей стране и мире ее материализуют в компьютерных сетях сложные комплексы математических моделей и огромные распределенные базы данных.

В мире и России имеется несколько относительно полных модификаций таких модельно-информационных комплексов. Как правило, они созданы квалифицированными коллективами специалистов, постоянно совершенствуются и уже многие годы применяются ими в интерактивном режиме для прогнозирования развития энергетики мира, стран и регионов, отраслей и подсистем ТЭК. А наиболее продвинутые комплексы регулярно используются для «скользящего планирования» систем энергетики с периодическим анализом состава и причин расхождений с фактами своих предшествующих прогнозов.

Принципиальной особенностью современных методов формализации процесса прогнозирования таких сложных производственно-экономических систем, как ТЭК, является сочетание знаний и интуиции высококлассных специалистов данной предметной области с формализованными средствами обработки первичной информации и математическим моделированием развития прогнозируемой системы. Этот симбиоз имеет целью все более глубокое познание объективных тенденций и, если повезет, закономерностей ее развития. С философских позиций это бесконечный творческий процесс, который в каждый текущий момент не может гарантировать достоверность получаемого прогноза, но постфактум (спустя какое-то время) позволяет выявлять ошибочность и/или неполноту наших знаний системы и корректировать инструментарий в поисках путей их устранения. А как «сухой остаток» все более адекватной становится та самая платформа, на которой стейкхолдеры могут предметно обсуждать дорогостоящие проекты и, главное, оценивать и распределять между собой риски их реализации.

Именно в такой парадигме я воспринял и очень рекомендую читателям эту монографию проф. Ю.Д. Кононова, одного из лучших в мире специалистов

в сложнейшей области – исследование внешних связей ТЭК. Эта проблема была структурирована им еще в 1970-х годах, настойчиво и скрупулезно разрабатывалась в Институте систем энергетики СО РАН (Иркутск) и Международном институте системных исследований (Вена). Она кардинально расширена и талантливо (достаточно полно, точно и интересно) раскрывается в книге для разного рода внешних взаимодействий ТЭК – бесспорного локомотива и донора сегодняшней (и на какой-то еще срок будущей) российской экономики.

Именно эти «внутристрановые» экстерналии ТЭК в сочетании с очень сильными у России взаимосвязями с мировыми энергетическими рынками порождают основные неопределенности будущего, а вместе с ними – и неоднозначности прогнозов. Монография посвящена обсуждению путей если не преодоления этих неопределенностей, то существенного уменьшения их негативных последствий.

Автор начинает книгу демонстрацией (правда, только на слишком агрегированных показателях развития энергетики) роста зависимости интервала погрешности прогнозов от горизонта планирования, предлагает и раскрывает на примерах подход к оценке динамики ущербов инвесторов проектов от времени реализации и недостоверности прогнозов. При этом вопрос о допустимой величине погрешности остается открытым. Далее обсуждаются принципиальные возможности и эвристические приемы уменьшения влияния неопределенности на принимаемые решения (включая сценарный подход) и, что очень полезно, дается хорошо структурированный, компактный по форме и достаточно полный обзор используемых в мире формализованных методов «борьбы» с разного рода неопределенностями.

Очертив эволюцию отечественных и зарубежных модельных средств прогнозирования развития энергетики, автор предлагает трехэтапную схему постадийного сужения области неопределенности в процессе прогнозирования развития ТЭК. Она дополняет принятый недавно Федеральный закон о стратегическом планировании (который охватывает период до 15–20 лет)

стадией долгосрочного прогнозирования на перспективу более 25 лет и, что важно, включает методы определения границ прогнозной области и ранжирования по частоте попадания в нее рассматриваемых объектов.

К сожалению, 40-летний опыт разработки документов долгосрочного развития ТЭК СССР и России показывает, что увеличение «дальнозоркости» и тщательности проработки долгосрочного прогноза слишком часто обесценивается крупными бифуркациями, происходящими уже в ближайшие годы его реализации. Так, горбачевская перестройка и распад страны аннулировали разработанную в начале 1980-х годов «Энергетическую программу СССР на длительную перспективу», а кризис 2008 г. обесценил «Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2030 г.».

Далее в монографии последовательно рассматриваются узловые проблемы прогнозирования развития ТЭК: методы определения спроса и цен на топливо и энергию с их взаимозависимостью (эластичностью), исследования инерционности развития энергетических систем, возникающих при этом барьеров и рисков, а также методы и индикаторы их количественной оценки. Думаю, читателю будет интересно самому, без моих комментариев, вникнуть в методические подходы, предложенные автором, и результаты его работы.

В книге очень компактно и (что бывает нечасто) хорошим языком с широким использованием отечественных и зарубежных публикаций профессионально и интеллигентно обсуждаются проблемы переднего края исследований сложной и актуальной проблематики долгосрочного прогнозирования развития ТЭК. Наряду с основной «фокус-группой» – научные работники и специалисты в области развития энергетики – монография будет, несомненно, полезна для подготовки магистров и аспирантов по специализациям «системные исследования энергетики» и «комплексные проблемы развития энергетики».

*Член Президиума Российской академии наук
академик А.А. Макаров*

ВВЕДЕНИЕ

Долгосрочное прогнозирование – это первая стадия системных исследований и обоснования перспектив развития энергетики. Оно призвано очертить область допустимого и эффективного развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, выявить возможные проблемные ситуации и узкие места в этом развитии, дать целевые ориентиры, базу и необходимую информацию для углубления и конкретизации исследований при разработке энергетической стратегии и политики, генеральных схем и программ развития отраслевых и региональных систем энергетики, а также стратегических планов энергетических компаний (см. таблицу). Долгосрочные прогнозы играют важную роль и в своевременной подготовке фундаментального научного задела в широкой области знаний, касающихся развития энергетики.

Федеральный Закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации» от 28 июня 2014 г. [1] повышает важность и значимость для государства прогнозных исследований развития ТЭК. Он заставляет искать способы согласования принципов проведения и результатов этих исследований со стратегическими материалами по социально-экономическому развитию РФ и повышению национальной безопасности.

Переход к новому технологическому укладу, ожидаемые кардинальные изменения в энергетике (новые источники энергии, децентрализация энергообеспечения – распределенная генерация, «умные» системы), предполагаемая трансформация мировых энергетических рынков и возрастающая степень интеграции России в мирохозяйственные связи требуют оценки возможных системных последствий этих изменений для экономики страны, их влияния на энергетическую и национальную безопасность. Это

Стадии и основные цели исследований перспектив развития энергетики

Стадия	Цели	Рассматриваемая перспектива, лет	Периодичность корректировки, лет
Долгосрочный прогноз развития энергетики страны	Определение новых тенденций, условий и требований долгосрочного развития. Решение возможных проблем и трудностей. Сужение области неопределенности. Представление обосновывающих материалов для энергетической стратегии и стратегического планирования социально-экономического развития РФ. Стратегическое видение требуемого развития науки, технологий, поисковых работ	Не менее 25–30	Постоянная
Энергетическая стратегия страны	Стратегическое видение требуемого эффективного развития отраслей ТЭК, включая приоритеты инвестиционной, технической, экономической и инновационной политики. Определение пороговых значений индикаторов энергетической и национальной безопасности. Определение принципов управления развитием ТЭК, рассмотрение вопросов ценовой и налоговой политики	До 20–25	5–6
Генеральные схемы и программы модернизации и развития отраслевых систем	Проектирование в рамках заданных приоритетов вариантов надежного и эффективного развития отраслей. Определение условий для такого развития. Формирование состава предложений для потенциальных инвесторов. Заказы на основное оборудование, проектные и исследовательские работы.	12–15	5–6
Региональные энергетические программы	Рассмотрение вопросов рационального топливно-энергетического баланса. Перспектива развития местных источников энерго- и топливоснабжения и энергетической инфраструктуры. Разработка программы энергосбережения и повышения энергетической безопасности	12–15	5–6
Долгосрочные прогнозы конъюнктуры региональных энергетических рынков	Определение динамики цен и спроса на топливо и электроэнергию	20–25	3–5
Стратегические планы развития энергетических компаний	Разработка программы модернизации и ввода новых мощностей. Формирование принципов инвестиционной, ценовой, технической и ресурсной политики	До 10–15	3–5

заставляет ставить вопрос о целесообразности увеличения горизонта прогнозирования до 2050 г. [2,3].

Очевидно, что при рассмотрении столь отдаленной перспективы теряют смысл попытки определения и уточнения численных значений ожидаемых объемов производства и потребления отдельных видов топлива и энергии, но возрастает роль выявления новых тенденций во взаимосвязанном развитии энергетики и экономики, возможных проблем и условий их своевременного преодоления.

Объективный и значительный рост неопределенности внешних и внутренних условий развития ТЭК увеличивает важность долгосрочных прогнозов, однако затрудняет повышение их качества. Очевидна потребность в развитии методологии и методов прогнозных исследований. Бесспорно также, что это развитие должно основываться на системном подходе, учитывать накопленный богатый отечественный и зарубежный опыт разработки долгосрочных прогнозов и новые тенденции взаимосвязанного развития энергетики и экономики.

В настоящей монографии делается попытка повысить обоснованность и полезность долгосрочных прогнозов развития ТЭК за счет: определения прогнозной области (при разных сценариях внешних условий), специальных методов ее анализа и поэтапного снижения диапазона неопределенности. Существенную роль при этом играет выделение и решение наиболее важных для каждого временного этапа задач. Серьезное внимание в книге уделяется оценке и учету зависимости (надежности) используемой информации и получаемых результатов от горизонта прогнозирования, а также определению допустимой погрешности прогнозов. Этому посвящена гл. 1.

Эволюция методического инструментария, применяемого при прогнозировании, и соответствие его рассматриваемой перспективе описаны в гл. 2. Там же приведен предлагаемый поэтапный подход к долгосрочному прогнозированию ТЭК страны и способы анализа прогнозной области. Итерационные расчеты с использованием разных моделей на разных этапах

предполагают решение ключевых задач. Характеристика этих задач и подходы к приближенному решению некоторых из них изложены в последних главах монографии.

Задача долгосрочного прогнозирования цен и спроса на региональных энергетических рынках и определения ценовой эластичности спроса с учетом характера неопределенности будущих условий рассмотрена в гл. 3. Задаче оценки и учета барьеров, ограничивающих область возможного развития ТЭК, посвящена гл. 4, а количественной оценке стратегических угроз и индикаторов энергетической безопасности – последняя 5-я глава.

* * *

Книга, отражая в основном результаты последних лет, по существу, подводит итоги многолетних исследований автора. Поэтому с благодарностью и любовью он посвящает ее своим учителям (прежде всего, Л.А. Мелентьеву и А.С. Некрасову), а также своим дорогим родителям.

Автор глубоко признателен научному редактору и рецензентам за ценные замечания, сделанные при чтении рукописи, а также В.М. Евдокимовой и Е.И. Исаевич за подготовку рукописи к печати.

Глава 1. ВЛИЯНИЕ РАССМАТРИВАЕМОЙ ПЕРСПЕКТИВЫ НА КАЧЕСТВО ПРОГНОЗОВ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ¹

1.1. Зависимость качества исходной и требуемой информации от горизонта прогнозирования

Расширение горизонта прогнозирования увеличивает неопределенность условий развития энергетики и снижает качество долгосрочных прогнозов – их надежность, точность и ценность. Надежность характеризует вероятность, с которой прогнозируемые параметры окажутся в предсказанном интервале. Точность прогноза определяется величиной интервала, в котором могут колебаться прогнозируемые параметры системы. Ценность прогноза зависит от обоснованности решений, принимаемых на основе значений прогнозируемых параметров [4,5].

Представление об изменении надежности и точности прогнозов с увеличением рассматриваемой перспективы дает приведенный ниже анализ прогнозов (сценариев) развития энергетики США, опубликованных «Информационным энергетическим агентством» (U.S. Energy Information Administration) в 1995–2013 г. [6,7].

Отраженные на рис. 1.1 отклонения прогнозных показателей энергопотребления США от реальных значений 2010 г. свидетельствуют, что даже на перспективу 5 лет ошибка прогноза потребностей в топливе и энергии может достигать 10 % и более. При этом ожидаемое ее уменьшение с приближением к рассматриваемому реперному году прогноза проявляется не всегда. Нарушения закономерной зависимости роста ошибки прогноза с увеличением его заблаговременности (рис. 1.1) можно объяснить не только

¹ Разделы 1.1 и 1.2 написаны при участии П.В. Ступина.

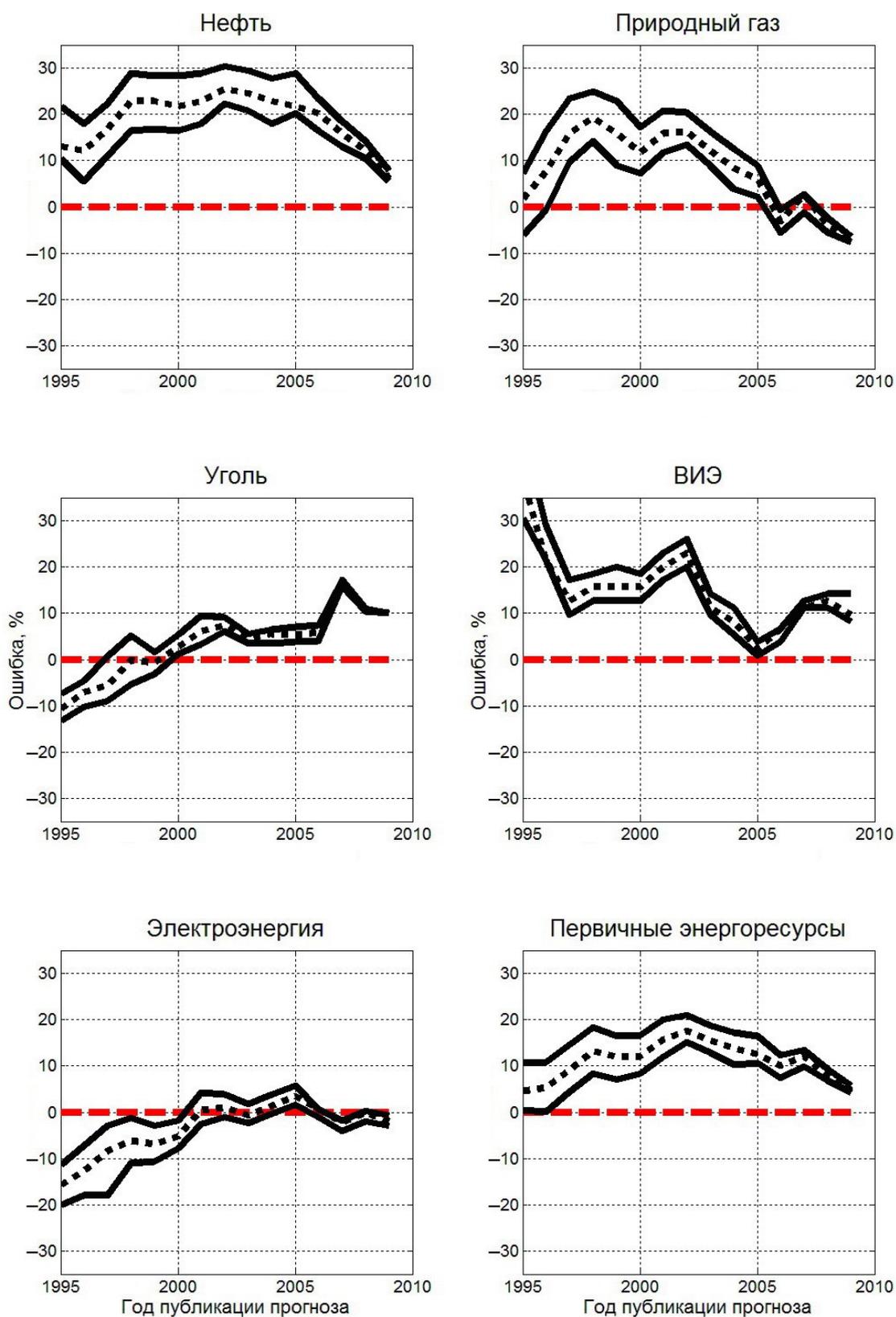


Рис. 1.1. Отклонение прогнозных значений показателей энергопотребления в США от реальных значений 2010 г.

Пунктиром внутри диапазона обозначен базовый сценарий.
 Источник: анализ данных [6].

несовершенством методов прогнозирования, но и особенностями выбранного реперного 2010 г., значительными колебаниями мировых цен на нефть в рассматриваемый период и нестабильностью развития американской экономики.

Сравнение показателей Энергетической стратегии России (ЭС-2010), разработанной в начале 1990-х годов, с отечественными данными свидетельствует об увеличении средней ошибки прогнозов потребления первичных энергоресурсов с 7,5 % в 2000 г. до 11 % в 2010 г., а потребления электроэнергии, соответственно, с 4,2 % до 15 % [8]. Реальные показатели оказались ниже ожидаемых, главным образом, из-за более низких темпов развития экономики.

Основной оцениваемый показатель еще не реализованных прогнозов – надежность. Она может быть охарактеризована интервалом неопределенности – различием в процентах между максимальными и минимальными значениями прогнозируемого показателя, а также коэффициентом вариации и дисперсией (разбросом) значений прогнозируемых показателей от их средних значений или от базового варианта.

Анализ прогнозов развития энергетики США и Европы на перспективу до 2030–2035 г. убедительно демонстрирует рост интервала неопределенности с увеличением горизонта прогнозирования (рис. 1.2 и 1.3). Так, диапазон неопределенности (разброс значений в сценариях) потребностей США в первичных топливно-энергетических ресурсах увеличивается примерно с 5–10 % для временного интервала 5 лет до 13–23 % для 15 лет и до 22–38 % для 25 лет. В мировой энергетике в целом наблюдается аналогичная тенденция, но с существенно большим разбросом значений.

В Энергетической стратегии России на период до 2030 г. (ЭС–2030), утвержденной в 2009 г., различие в значениях этого показателя в крайних сценариях растет с 7 % для первых 5 лет до 22 % для 15 лет и до 31 % для 20-летней перспективы.

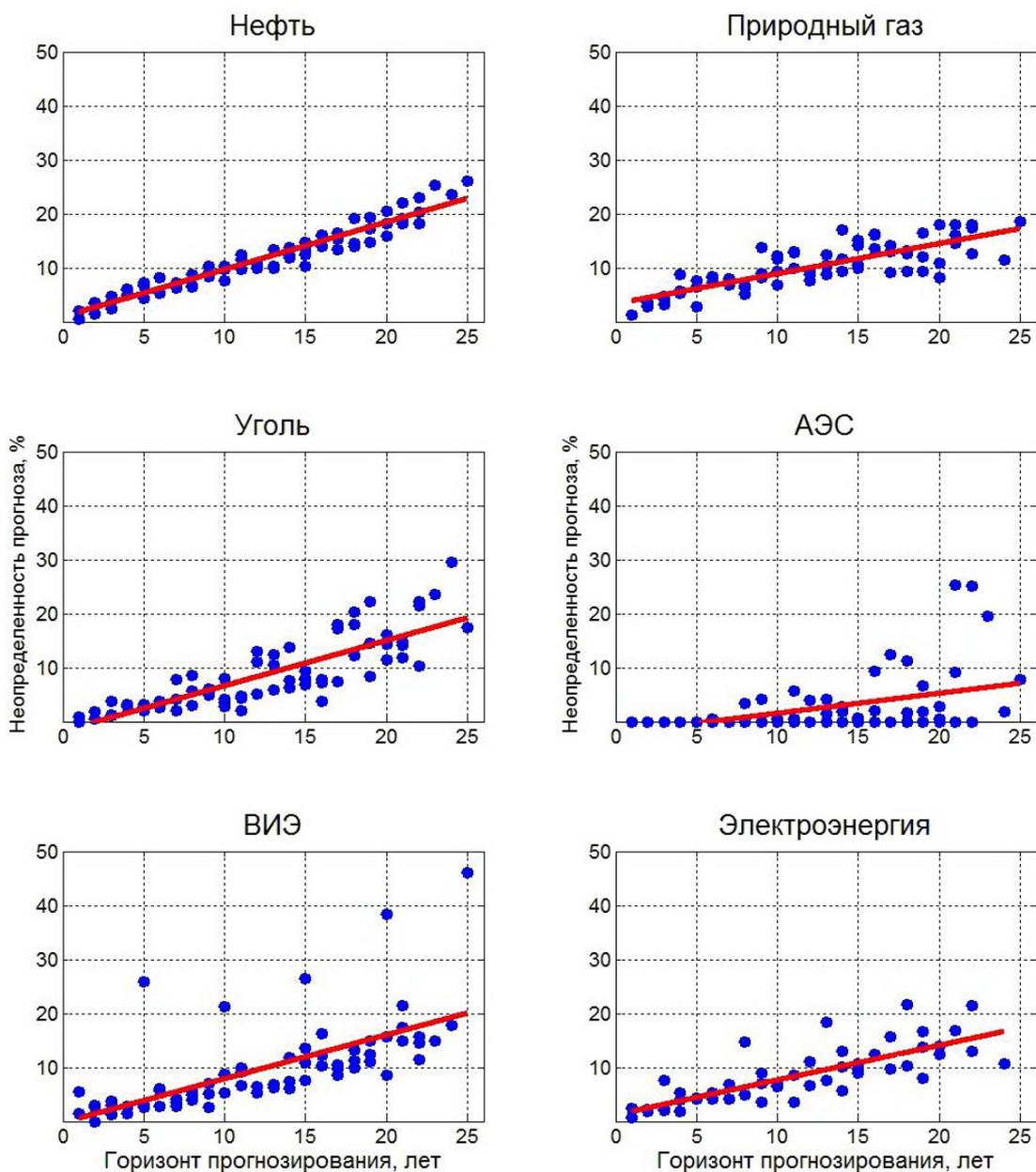


Рис. 1.2. Зависимость величины интервала неопределенности прогноза объемов энергопотребления в США от горизонта прогнозирования.

Источник: анализ данных [6].

Зависимость неопределенности прогноза производства и потребления энергоресурсов в России от горизонта прогнозирования может быть приближенно описана следующими уравнениями [8]:

- для потребления первичной энергии $I = 1,13 t - 3$ ($R^2 = 0,74$);
- для потребления электроэнергии $I = 1,6 t - 5,4$ ($R^2 = 0,89$);
- для производства первичной энергии $I = 0,75 t + 1,5$ ($R^2 = 0,9$),

где I – рост диапазона неопределенности в %, t – временные интервалы (5, 10, 15, 20 лет).

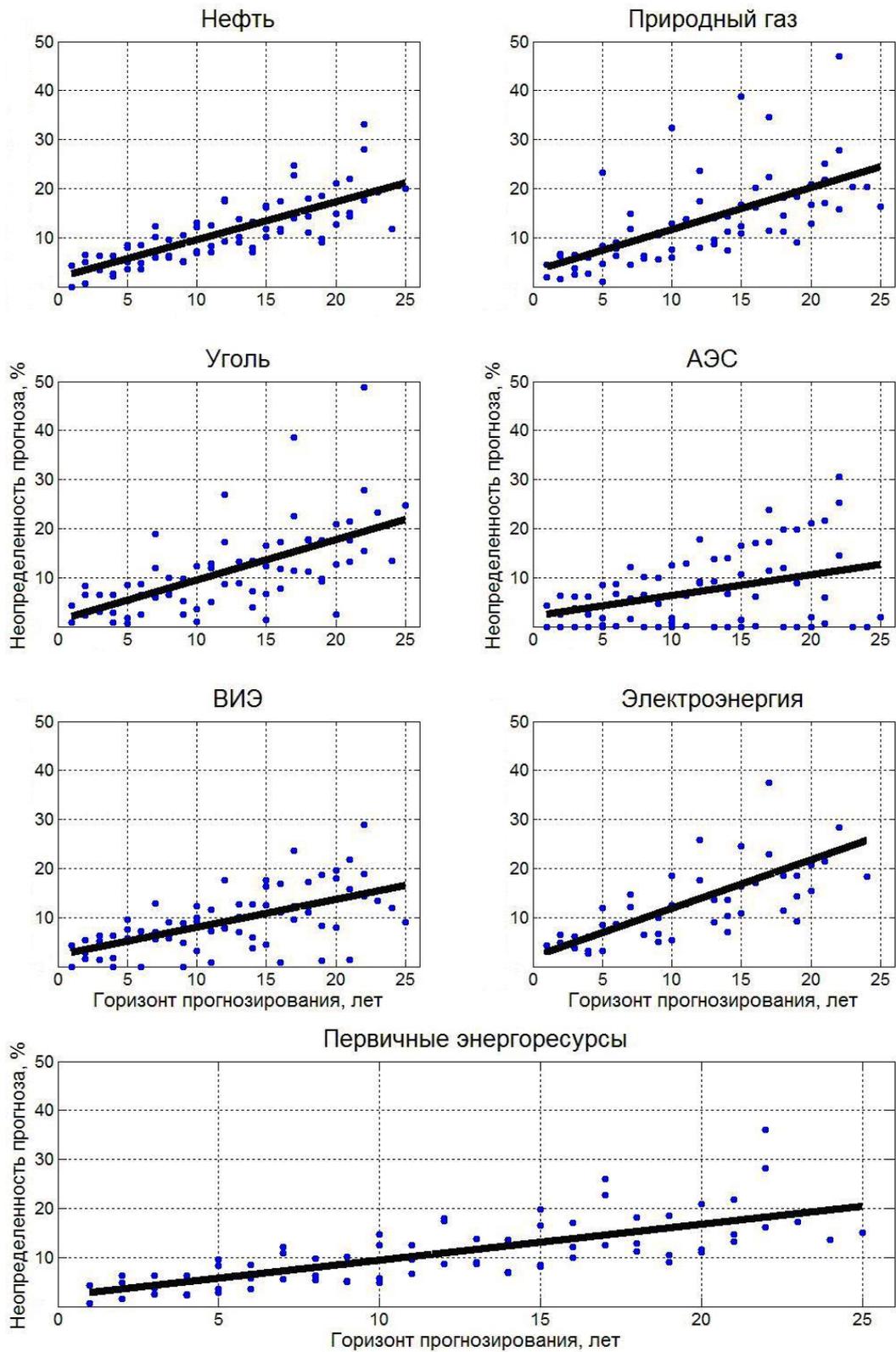


Рис. 1.3. Зависимость величины интервала неопределенности прогноза объемов энергопотребления в Европе (OECD) от горизонта прогнозирования.

Источник: анализ данных [7].

Эти уравнения регрессии получены по данным ЭС–2020, ЭС–2030 и Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.

1.2. Оценка допустимой погрешности прогнозов

Требования к точности прогноза, приемлемому интервалу неопределенности значений прогнозируемого показателя зависят от важности решаемой задачи и времени принятия решений на основе прогнозной информации.

При принятии инвестиционных решений в ТЭК одной из основных задач является оценка эффективности и рисков перспективных крупномасштабных проектов ввода мощностей в электроэнергетике или топливной промышленности. Такая оценка основывается на прогнозах возможной динамики цен и спроса на потенциальных энергетических рынках.

Ценность для инвестора отдаленных во времени доходов и расходов ниже, чем для ближней перспективы. Это отражается в использовании коэффициентов дисконтирования в показателях, измеряющих финансовую эффективность проектов: чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности, срок окупаемости и др.

Изменяя значения основных прогнозируемых исходных данных на том или ином временном интервале и оценивая влияние этих изменений на эффективность проекта, можно получить представление о допустимом снижении точности прогноза рассматриваемого показателя при увеличении временной протяженности прогноза.

Такой подход применен, в частности, для оценки чувствительности эффективности (ЧДД) инвестиционных проектов атомной электростанции к изменению во времени спроса (производства) на электроэнергию и парогазовой электростанции к изменению цен на газ. Используемая при расчетах имитационная модель позволяет учитывать разный характер вероятности

распределения исходных данных внутри заданного интервала их возможных значений.

Результаты расчетов, отраженные на рис. 1.4, демонстрируют заметное нелинейное снижение чувствительности эффективности проекта АЭС к изменению производства электроэнергии по мере отдаления времени этого изменения. При принятых исходных данных увеличение потребности в электроэнергии даже на 20 % оказывает заметное влияние на чистый дисконтированный доход только в первые 15 лет. Соответственно, понижаются и требования к точности прогноза потребностей в электроэнергии в конце периода эксплуатации рассматриваемой АЭС.

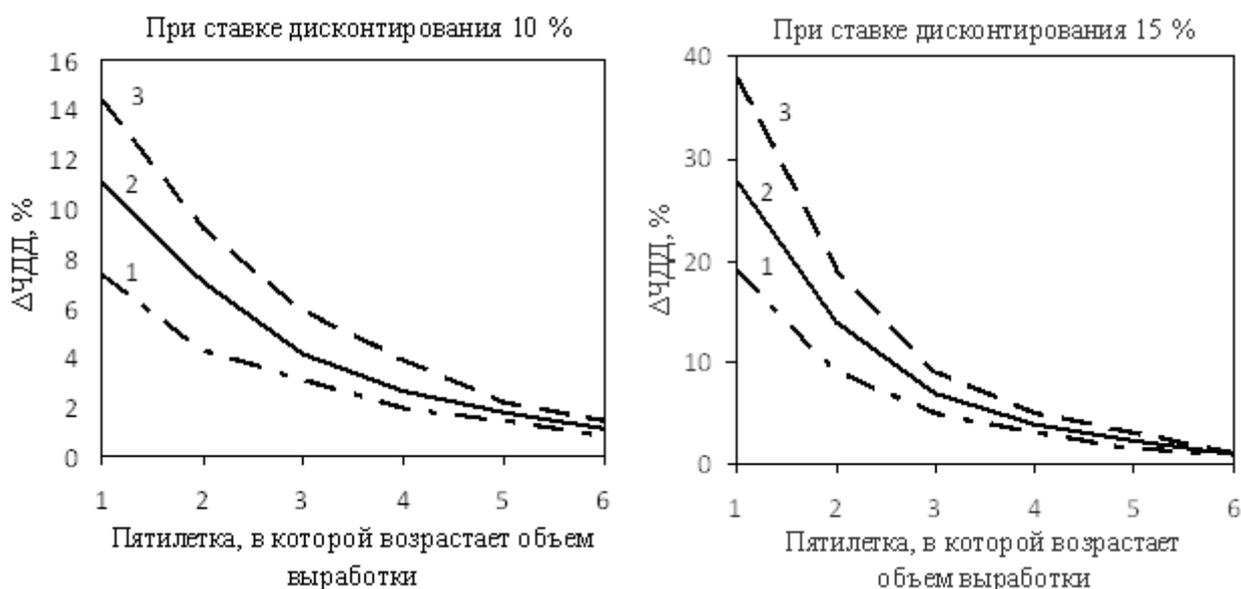


Рис. 1.4. Зависимость изменения экономической эффективности проекта АЭС от увеличения производства электроэнергии в одной из пятилеток.

Увеличение на 10 % – кривая 1, на 15 % – 2, на 20 % – 3.

Заметное снижение требований к качеству прогноза цен на топливо с увеличением горизонта прогнозирования следует из слабого влияния на эффективность проекта ПГУ удорожания газа в конце рассматриваемого периода даже в 1,5–2 раза (снижение ЧДД не превосходит 2–3 %) (рис. 1.5). Как и в случае с проектом АЭС, влияние увеличения ставки дисконтирования на оценку эффективности ощутимо лишь в начальном периоде, но быстро затухает.

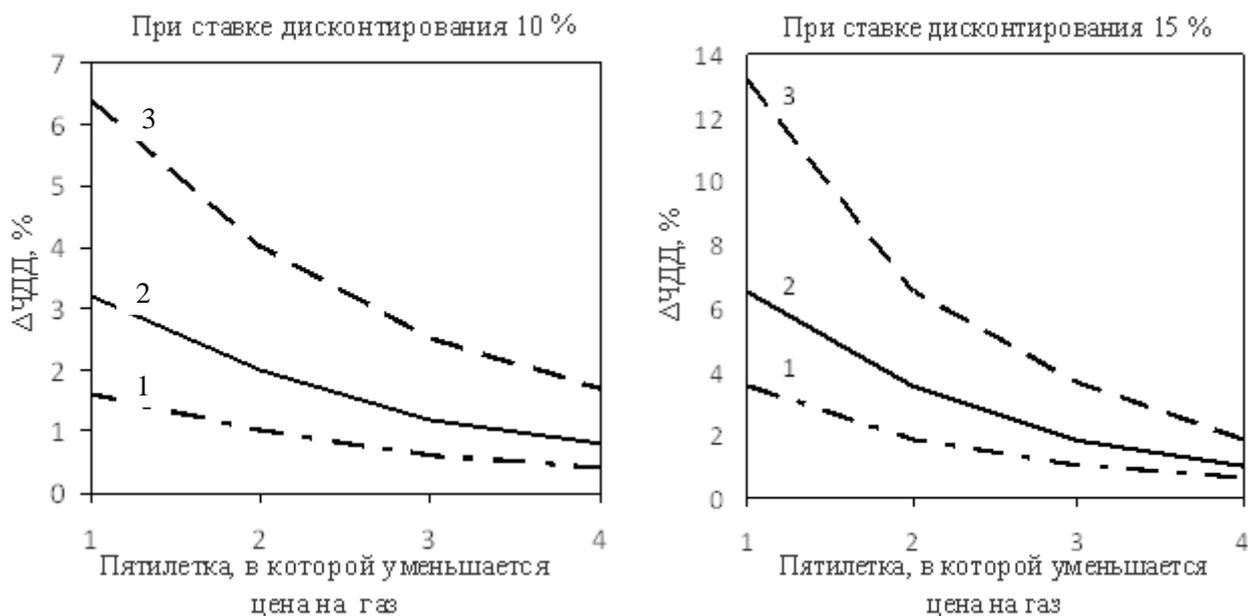


Рис. 1.5. Зависимость изменения экономической эффективности проекта ПГУ от снижения цены на газ в одной из пятилеток.
Снижение на 25% – кривая 1, на 50 % – 2, на 100 % – 3.

Оценка и сопоставление возможной погрешности прогнозируемых показателей с требованиями к их точности при принятии инвестиционных и других решений облегчает обоснование приемлемой сложности используемых методов прогнозных исследований и применяемых экономико-математических моделей. Если предлагаемое их усложнение по сравнению с имеющимися изменяет решение (прогноз) на величину, меньше допустимой погрешности, то целесообразность новизны не очевидна.

Методы оценки качества и ценности исходной информации, требований к ней при прогнозных исследованиях энергетики на разную перспективу нуждаются в развитии. При этом необходимо учитывать специфику решаемых при прогнозировании задач.

1.3. Возможности сужения области неопределенности в прогнозных исследованиях

Неопределенность развития систем энергетики определяется неопределенностью внешних условий и их базовыми свойствами: сложностью,

активностью, динамичностью, нелинейностью взаимосвязей с окружающей средой.

При долгосрочном прогнозировании основными источниками неопределенности являются: масштабы изменения ресурсного потенциала (в том числе извлекаемых запасов энергетических ресурсов), смена направлений научно-технического прогресса, изменение целевой ориентации и структуры развития экономики страны, принципиальные изменения в мировой экономике и экспортной политике. С увеличением горизонта прогнозирования основные источники и факторы неопределенности смещаются от технико-технологических к социально-экономическим и институциональным [9].

Принципиальная возможность уменьшения неопределенности обусловлена: объективными закономерностями и тенденциями; подчинением развития ТЭК требованиям экономики; взаимозависимостью функционирования формирующих его систем; корректирующим влиянием их развития и изменения стоимости энергоносителей на макроэкономические показатели (учет отрицательных обратных связей); а также инерционностью ТЭК, препятствующей быстрым изменениям в его структуре. Однако успешная реализация этой возможности – серьезная методическая проблема. Для ее решения отечественные и зарубежные наука и практика развивают и используют разнообразные подходы. В России значительные результаты в учете фактора неопределенности при прогнозных исследованиях систем энергетики были получены в 1970–1980 г. (см., напр., [10–13]).

Подводя итоги развития методологии долгосрочного прогнозирования энергетики в этот период, акад. А.А. Макаров [14] выделил проблему неопределенности, отметив, что на данном этапе познания можно объективно определять только быстро расширяющийся во времени «конус» возможных стратегий развития энергетики, причем и это удастся сделать лишь для основных характеристик – общих масштабов и структуры производства и потребления энергоресурсов. Была отмечена необходимость привносить в долгосрочный прогноз четкие целевые установки, позволяющие выбирать из

размытого «конуса» научно обоснованных возможностей удовлетворительный для практических целей узкий «пучок» траекторий, т.е. определенную стратегию развития энергетики. При этом изучение «конуса» объективных возможностей развития энергетики распадается на три этапа [14]: 1) определение так называемых крайних стратегий, выход за пределы которых в рассматриваемый период невозможен или по крайней мере маловероятен; 2) выявление внутренней структуры «конуса» объективных возможностей, т.е. комплексов близких по сути стратегий, отвечающих тем или иным возможным условиям развития энергетики; 3) раскрытие в рамках каждого такого комплекса стратегий траекторий развития отдельных участков энергетики. При этом нужно решить следующие задачи:

- установить состав основных факторов, определяющих долгосрочное развитие энергетики в пределах «конуса» объективных возможностей;
- оценить меру количественного влияния этих факторов на размеры и структуру потребления и производства энергетических ресурсов;
- выявить возможные интервалы изменения под действием найденных основных факторов главных количественных характеристик перспективного развития энергетики;
- обобщить результаты такого пофакторного анализа в виде укрупненного механизма формирования и численных показателей крайних стратегий развития энергетики.

Для выполнения столь сложного многофакторного исследования перспектив развития энергетики понадобилась разработка специального инструментария – диалогово-имитационной системы [15].

Одним из наиболее важных и широко используемых способов уменьшения неопределенности будущих условий является привязка прогнозов ТЭК к сценариям развития экономики и конъюнктуры мировых энергетических рынков.

Сценарии – инструмент для понимания, но не для предсказания будущего. Они дают описание возможного развития на основе логичной и внутренне согласованной системы предположений о ключевых движущих силах и связях.

В международной практике прогнозных исследований прослеживается тенденция увеличения количества используемых сценариев. Например, в первых ежегодно публикуемых с 1979 г. Министерством энергетики США прогнозах рассматривались только три сценария и перспектива на 15 лет, а в настоящее время их количество возросло до 30 при горизонте прогнозирования 25 лет. Это стало основным способом учета неопределенности и оценки влияния различных факторов на развитие американской энергетики.

Очевидно, что и прогнозы развития ТЭК России повысят свою обоснованность при увеличении количества рассматриваемых сценариев (сейчас практически используется не более 3–4 сценариев). Важно при этом, чтобы сценарии внешних условий не просто задавались экспертами, а базировались на специальных серьезных прогнозных исследованиях. Прежде всего это относится к прогнозам долгосрочного социально-экономического развития РФ, публикуемым Минэкономразвития России, а также к прогнозам развития мировой энергетики и долгосрочной конъюнктуры для российского экспорта на международных энергетических рынках.

Для учета неопределенности проводятся многовариантные расчеты с анализом чувствительности структуры ТЭК к изменению исходных данных каждого сценария. Следует отметить, что при использовании для этих расчетов обычных детерминированных оптимизационных моделей трудно учесть взаимозависимость (корреляцию), например, таких ключевых факторов как спрос и цены на энергоносители. Другой недостаток детерминированных моделей – в них не учитывается характер неопределенности исходных данных. Одним из самых полных и гибких методов анализа проблем, обусловленных потенциально взаимосвязанными неопределенностями, является стохастический анализ, базирующийся на технике Монте-Карло [16]. Он

позволяет учесть любую форму распределения вероятности значений ключевых исходных данных и корреляцию между ними.

Исходная информация, используемая в прогнозных расчетах, делится на вероятностно-определенную (известны вероятностные характеристики исходных величин) и неопределенную (вероятностные описания отсутствуют). В первом случае для решения оптимизационных задач иногда применяют трудоемкие методы стохастического программирования, во втором особенно полезен метод статистических испытаний с использованием экспертных оценок вероятности некоторых событий.

Снижению неопределенности и повышению обоснованности прогнозов развития ТЭК также способствует: представление его как иерархически организованной системы; совершенствование методов моделирования и учета взаимосвязей энергетики и экономики на разных иерархических уровнях; уточнение в ходе итерационных расчетов требований, условий и ограничений каждого уровня.

Важную роль в «борьбе с неопределенностью» играет разработка и применение специальных математических методов и методических подходов. К их числу относятся: подход, основанный на «субъективных вероятностях», сочетаемый иногда с применением «функции полезности» [17]; подход, предполагающий построение и последующий анализ «платежной матрицы» [18]; программное решение оптимизационных задач по критериям теории решений [17]; подход, базирующийся на понятии нечетких (размытых) множеств и переменных [19].

Эволюция математических методов учета неопределенности описана в следующем разделе.

1.4. Эволюция формализованных методов учета неопределенности в прогнозных исследованиях²

Можно выделить, проследив за их развитием, следующие принципиальные структурные блоки, с помощью которых могут быть сконструированы различные подходы к «борьбе с неопределенностью»: 1) формализация неопределенной информации; 2) «свертывание», или агрегирование, соответствующим образом формализованной неопределенной информации; 3) механизм рационального выбора в условиях неопределенности того или иного типа (в прогнозных исследованиях эта составляющая требуется для моделирования правдоподобного поведения агентов). На основе этих блоков можно выстраивать сколь угодно сложные процедуры, интегрировать их в оптимизационные расчеты и т.д.

В части формализации представления неопределенности исходных данных к наиболее значительным явлениям следует отнести пересмотр как понятия вероятности, так и мер неопределенности вообще. В числе самых плодотворных, полномасштабно развернутых теоретически и широко применяемых на практике попыток такого рода пересмотра вероятностных и поствероятностных методов последних десятилетий могут быть указаны: теория свидетельств Демпстера–Шафера [20], теория неточных вероятностей [21], теория возможностей [22], теория приближенных множеств [23], а также применение элементов аппарата интервального анализа (зачастую в качестве расширения остальных подходов).

Важно отметить, что при всех существенных отличиях общей характернейшей чертой новейших теорий является *интервальная природа оценок* предлагаемой каждой из них меры неопределенности. При этом интервалы меры имеют *неоднородную* структуру с ясно определенной семантикой каждой из границ, что делает их по своей природе качественно отличными от простых интервальных оценок той или иной величины,

² Автор раздела – П.В. Ступин.

полученных экспертным или каким-либо другим способом. Детали интерпретации могут существенно варьироваться в зависимости от используемой теории, но общим является то, что нижняя граница интервала – гарантированное, или обоснованное (исходя из имеющихся данных и принятой механики ее истолкования), значение, а верхнее – возможное (то, которое нет оснований исключать): границы выводятся логическим путем из самих данных, а не привносятся извне. Двойственность оценок является прямым следствием ослабления колмогоровской аксиоматики и отказом от требования аддитивности меры (поэтому такие меры неопределенности называются *неаддитивными*): утверждение и его отрицание становятся в известной мере автономными. Ниже будут кратко рассмотрены основные черты каждой из теорий.

Теория свидетельств Демпстера–Шафера (также широко распространено название «теория функций доверия») интерпретирует вероятность в гносеологическом ключе степени обоснованности гипотезы имеющимися в ее пользу либо против нее аргументами («свидетельствами»), каждый из которых, во-первых, может быть ненадежным, а во-вторых, неточным (поддерживать не только рассматриваемую гипотезу, но и их множество без возможности уточнения, какую именно). Рассмотрение всей совокупности таких свидетельств порождает на пространстве гипотез, для каждой из них, функции доверия (степени обоснованности гипотезы или значения) и двойственные ей функции правдоподобности (степени неопровергнутости гипотезы), значения которых образуют пресловутый интервал. Другим основополагающим элементом теории является возможность рационального синтеза противоречивой и ненадежной информации (представленной описанными выше функциями) по правилу Демпстера. Таким образом, можно учитывать новую информацию не просто заменяя старые значения на новые, а, принимая во внимание их неоднозначность (старых и новых), логически непротиворечивым образом «обновлять» свои представления (сохраняя в «памяти» всю структуру нашего знания и его эволюцию), что

особенно актуально при работе с многочисленными источниками прогнозов, исходящих зачастую из противоречащих друг другу либо вовсе неизвестных нам допущений. На сегодняшний день теория существует в целом спектре интерпретаций, наиболее значимой и развитой из которых следует считать «теорию намеков» [24].

Теория неточных вероятностей является эволюционным развитием байесовского понимания вероятности (теория субъективных вероятностей полномасштабно обобщена до случая интервальных величин) и также оперирует двойственными мерами, получившими названия нижнего и верхнего «предвидения» и имеющими поведенческое истолкование уже не гносеологического, а рыночно-игрового характера (в качестве модели-метафоры, как и традиционно в теории субъективных вероятностей, используются пари и ставки). Основные положения теории сформулированы Уолли, в отечественной литературе созвучные идеи развивал В. Кузнецов [25]. Аппарат теории является полноценно развитым и, учитывая преемственность его исходных идей по отношению к стандартным вероятностным методам, теория может быть рекомендована к использованию там, где традиционно применялись точечные оценки вероятностей.

Параллельно с многосторонним развитием вероятностных методов и расширением самого понятия вероятности наблюдается появление теорий, которые формально порывают с понятием вероятности вообще и вводят в дискурс альтернативные вероятности меры и новую механику оперирования ими. К числу наиболее радикальных и плодотворных идей такого толка следует отнести **теорию возможностей** (часто отождествляемую с теорией нечетких множеств), а также **теорию приближенных множеств**, которые, несмотря на созвучность наименований, формализуют существенно различные аспекты неопределенности.

Теория возможностей использует в качестве языка своего аппарата теорию нечетких множеств и является одной из составляющих так называемой парадигмы «мягких вычислений» (наряду с нейронными сетями, генетическими

алгоритмами и другими методами) [26]. Подход ориентирован прежде всего на формализацию неоднозначности принадлежности элемента тому или иному классу, присущую любому языку описаний лингвистической неопределенности. В своем пределе нечеткие методы стремятся к тому, чтобы сделать возможным вычислительные операции над словами естественного языка [27]. Как и другие рассматриваемые здесь подходы, теория возможностей оперирует двойственными мерами неопределенности: необходимостью (нижней границей) и собственно возможностью (верхней границей). Нечеткомножественный аппарат является очень популярным в прикладных работах и, в частности, использовался для обобщения подхода с применением платежной матрицы [28].

Теория приближенных множеств ориентирована на учет такого аспекта неопределенности, как неразличимость, и исходит из той посылки, что *снижение точности данных способствует более рельефному выявлению в ней структур-паттернов*, а знание о «мире» может быть сведено к способности различать объекты в нем и классифицировать их. В этих целях вводятся понятия нижней и верхней аппроксимации и пограничного региона. На выходе модели, задействующие аппарат теории приближенных множеств, порождают решающие правила типа «если – то», оперируя при этом исключительно «голыми фактами» (тем, что есть в самих исходных данных) без дополнительных допущений и навязывания им структур, которых требуют как вероятностные методы, так и нечеткий вывод. Очевидна уместность и потенциал задействования теории, в частности, в работах по количественной оценке индикаторов энергетической безопасности и их мониторинга. Следует, кроме того, отметить, что именно на основе теории приближенных множеств разработан один из ключевых современных методов принятия решений при многокритериальной оптимизации [29].

Присутствие интервала как неотъемлемой части аппарата современных теорий формализации неопределенной информации также способствовало расширению сферы применения интервальных методов, как правило, в

гибридных моделях, где интервальная математика используется для обобщения, в том числе и тех ключевых подходов, которые были описаны выше. Также следует отметить, что гибридизация является одной из характерных черт новейших подходов. Широкое распространение получили всевозможные конструкты-симбиозы вроде приблизительно-нечетких моделей, нечетких функций доверия, интервальных нечетких множеств, «серых» систем [30] и т.д.

Развитие подходов к формализации неопределенности потребовало соответствующего развития способов ее агрегирования, т.е. свертывания до некоего репрезентативного значения, аналога математического ожидания, на основе которого можно было бы сравнивать величины (сравнивать интервалы, функции доверия, нечеткие множества и т.д.), что необходимо для вынесения каких-либо оценочных суждений. Наиболее результативными в этом отношении следует считать исследования, формально проводившиеся в пределах нечеткомножественного дискурса (предположительно, ввиду того что именно там, где математическое ожидание не имеет смысла, проблема новых подходов к агрегированию, «дефаззификации», стала довлеющей), однако применимые и к другим методам формализации неопределенности, что служит показательным примером «перекрестного опыления», существующего между современными теориями. Ключевым результатом здесь можно считать теорию OWA-операторов [31], которая является обобщением большого класса агрегирующих функций и принимает их вид в зависимости от выбора значений определенных параметров, причем сама параметризация очень сильно структурирована и позволяет логически «перемещаться» между классами решений. В частности, можно целенаправленно управлять степенью тяготения оператора к одному из двух полюсов (логическое «И» и логическое «ИЛИ») и другими его качествами.

Моделирование собственно рационального выбора и, следовательно, отношения моделируемых агентов к риску, «закодированное» в его функции полезности, долгое время формализовались средствами теории ожидаемой

полезности, в современном виде аксиоматизированной Сэвиджем. Однако выявление порождаемых ею парадоксов, с одной стороны, и развитие альтернативных теорий формализации неопределенности, с другой, показали неадекватность модели как дескриптивной или даже нормативной [32]. В результате, при том что исследования функций полезности продолжаются и в рамках остающейся мейнстримом аксиоматики Сэвиджа (активно исследуются классы функций полезности, порождаемые ими меры риска, их параметризация), на стыке с поведенческой экономикой был создан целый ряд альтернативных теорий, которые следует отнести к числу наиболее значимых, разрешающих пресловутые парадоксы, кумулятивную теорию перспектив [33], а также теорию ожидаемой по Шоке полезности [34], которая интегрирует теорию полезности в теории нетрадиционных вероятностных и пост-вероятностных мер.

В целом следует отметить, что место вероятностного или какого-либо иного пуризма в современной практике (и даже теоретизировании) заняло свободное конструирование для решения сколько-нибудь сложных реалистически сформулированных задач прогнозирования своего рода «конвейера»-гибрида из относительно автономных блоков на основе описанных выше формализмов и других, оставшихся за рамками настоящего обзора, подходов.

Глава 2. РАЗВИТИЕ МЕТОДОЛОГИИ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЭК

2.1. Эволюция методического инструментария для прогнозирования развития энергетики

Последняя четверть XX в. ознаменовалась усилением внимания научной общественности к долгосрочным социально-экономическим и научно-техническим прогнозам. Этому в немалой степени способствовали серьезные экономические и энергетические проблемы, обострившиеся в 1970-е годы, а также осознание грядущих ресурсных и экологических угроз. Эти глобальные угрозы были продемонстрированы, в частности, в исследованиях так называемого Римского клуба [35], выполненных на основе моделей системной динамики.

Осознание значимости долгосрочных прогнозов для выработки стратегических решений стимулировало развитие методологии прогнозирования на основе методов системного анализа. Существенный вклад в развитие этих методов и экономико-математических моделей применительно к системам энергетики внес Сибирский энергетический институт (СЭИ) СО АН СССР (сейчас Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева – ИСЭМ СО РАН) [36].

Следует отметить, что начатые в СССР в 1960–1970-х годах системные исследования перспектив развития энергетики к концу XX в. стали мировым мейнстримом, а разные модификации соответствующих методов и моделей получили практическое применение во многих странах.

Процесс развития методического инструментария шел сначала путем усложнения моделей, в том числе за счет более развернутого представления экономики в энергетических моделях и большей детализации описания ТЭК в

моделях экономики. Но уже в 70-х годах прошлого века в СССР и за рубежом получила распространение концепция использования для учета взаимосвязей экономики и энергетики систем иерархически организованных моделей, в которых все более важную роль играли макроэкономические модели. За рубежом это были преимущественно эконометрические модели, построенные на принципах общего равновесия, а в СССР и других странах с плановой экономикой – модели межотраслевого баланса.

В СЭИ в те годы для долгосрочного прогнозирования развития энергетики была разработана система экономико-математических моделей, включающая: оптимизационную динамическую модель развития ТЭК страны [37], межотраслевую оптимизационную модель (МИДЛ) [38], регрессионную модель энергопотребления и модель требований ТЭК к развитию сопряженных с ним отраслей и производств (ИМПАКТ) [39]. Близкая по структуре система моделей использовалась для прогнозов развития мировой энергетики в Международном институте прикладного системного анализа (IIASA) [40].

В настоящее время межстрановые различия в моделировании взаимосвязей энергетики и экономики заметно уменьшились, а методы учета особенностей рыночных механизмов стали более адекватными.

Изменение в 1990-х годах социальной среды и условий хозяйствования поставило задачу модификации прежних методов и инструментов прогнозирования развития ТЭК. Новые экономические условия сделали необходимым учет формирования и роли энергетических рынков. Рыночные отношения по-новому ставят проблему критериев принимаемых решений. Одной из важных задач стало включение в прогнозы механизмов государственного регулирования развития энергетики [41].

По мере расширения состава задач и усложнения рассматриваемых проблем все четче вырисовывалась тенденция к созданию вычислительных комплексов, рассчитанных на использование мощной вычислительной техники и новейших информационных технологий. При этом наметились два основных подхода.

Один из них – выбор из имеющегося набора (стенда) разного рода экономико-математических моделей только необходимых для решения определенных задач долгосрочного прогнозирования развития энергетики. При этом взаимосвязи между моделями в создаваемых комплексах не обязательно автоматизированы, их совместное рассмотрение не означает совместной оптимизации. Такой подход используется, например, в ИСЭМ СО РАН, где накопленный опыт позволяет рациональным образом адаптировать модели и конструировать их комбинации для тех или иных прогнозных исследований. Корректировка исходных данных и ограничений в ходе контролируемых итерационных расчетов и увязки разных моделей позволяют решать проблему учета и согласования разных критериев оптимальности.

Другой подход к интеграции моделей – автоматизация расчетов, использование единой базы данных (объединяющего модуля) и даже общего критерия. Ярким примером такого подхода может служить мощный компьютерный комплекс NEMS (The National Energy Modeling System) [42]. Он создан в 1993 г. под эгидой Министерства энергетики США и используется для оценки возможных последствий для энергетики, экономики, окружающей среды и безопасности страны применения альтернативных вариантов энергетической политики, а также возникновения различных (возможных) ситуаций на энергетических рынках.

NEMS объединяет более десяти моделей (модулей), в том числе: макроэкономики, международных энергетических рынков, национальных рынков электроэнергии, угля, моторных топлив и т.д. (рис. 2.1). При этом обеспечивается баланс спроса и предложения энергоресурсов по девяти регионам, охватывающим все штаты. В каждом отраслевом модуле самостоятельно определяется производство и потребление данного энергоресурса. Информация передается в интегрирующий модуль, имеющий сложную структуру.

Модельно-компьютерные комплексы для исследования проблем энергетического планирования и экологического менеджмента

разрабатываются и в странах ЕЭС. Примером может служить МКК MESAP–III, созданный в Институте экономики энергетики и рационального использования энергии (Германия, Штутгарт) [43] и получивший применение в ряде европейских и азиатских стран. Он состоит из шести модулей (моделей), автоматизированной базы данных, трех централизованных обменных информационных систем и предназначен для оценки потребностей в полезной и конечной энергии, оптимизации системы топливо- и энергоснабжения, выявления экологических проблем, определения объема и эффективности инвестиций, анализа прямых и обратных связей между энергетической системой и экономикой.

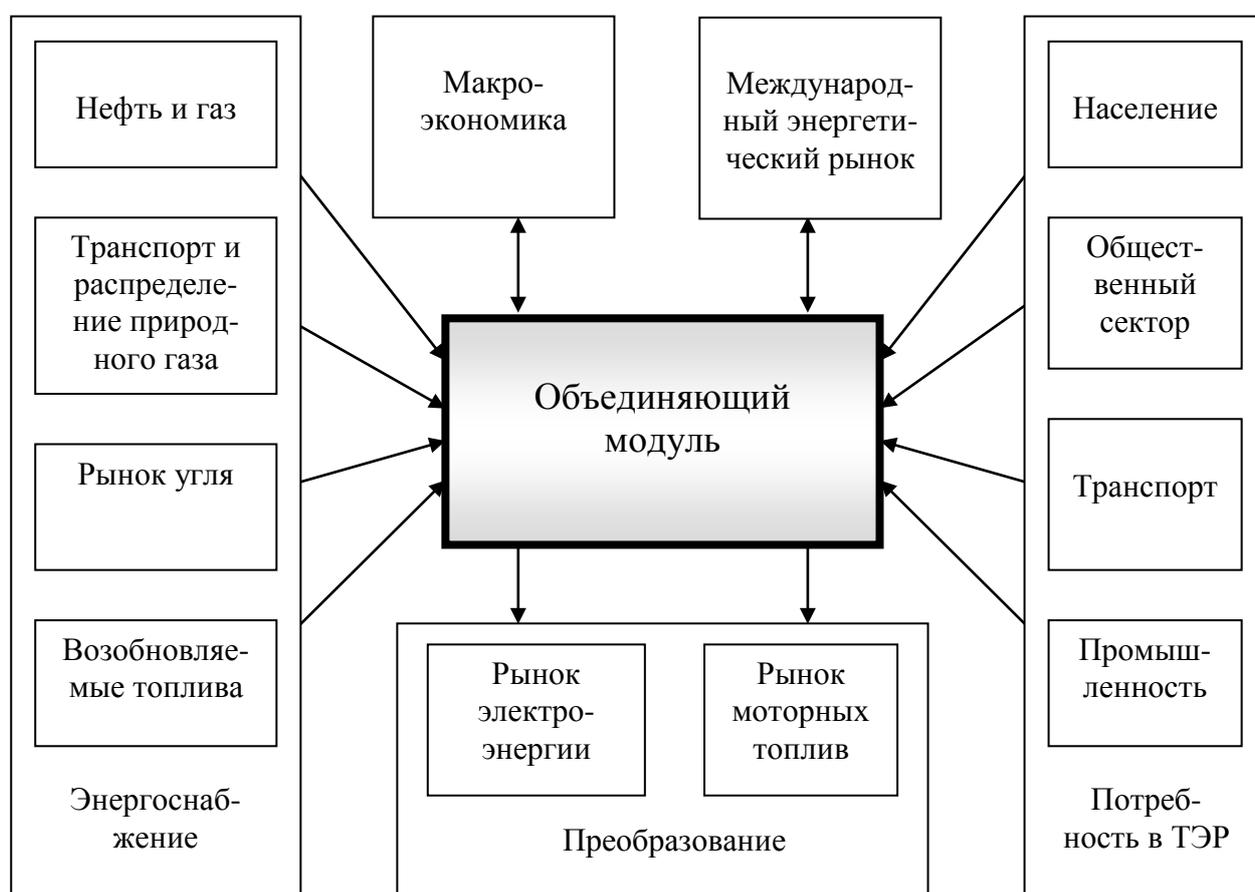


Рис. 2.1. Система моделей NEMS Министерства энергетики США.

В России на основе объединения имеющихся и новых математических моделей создаются с использованием новейших информационных технологий модельно-информационные комплексы (МИК), призванные, в частности,

обеспечить системную оценку эффективности и рисков реализации разных стратегий развития энергетики как части экономики и позволяющие определять возможные последствия решений, прорабатываемых политическим и хозяйственным руководством страны.

Таким успешно используемым комплексом является SCANNER [44], разработанный в ИНЭИ РАН (рис. 2.2).

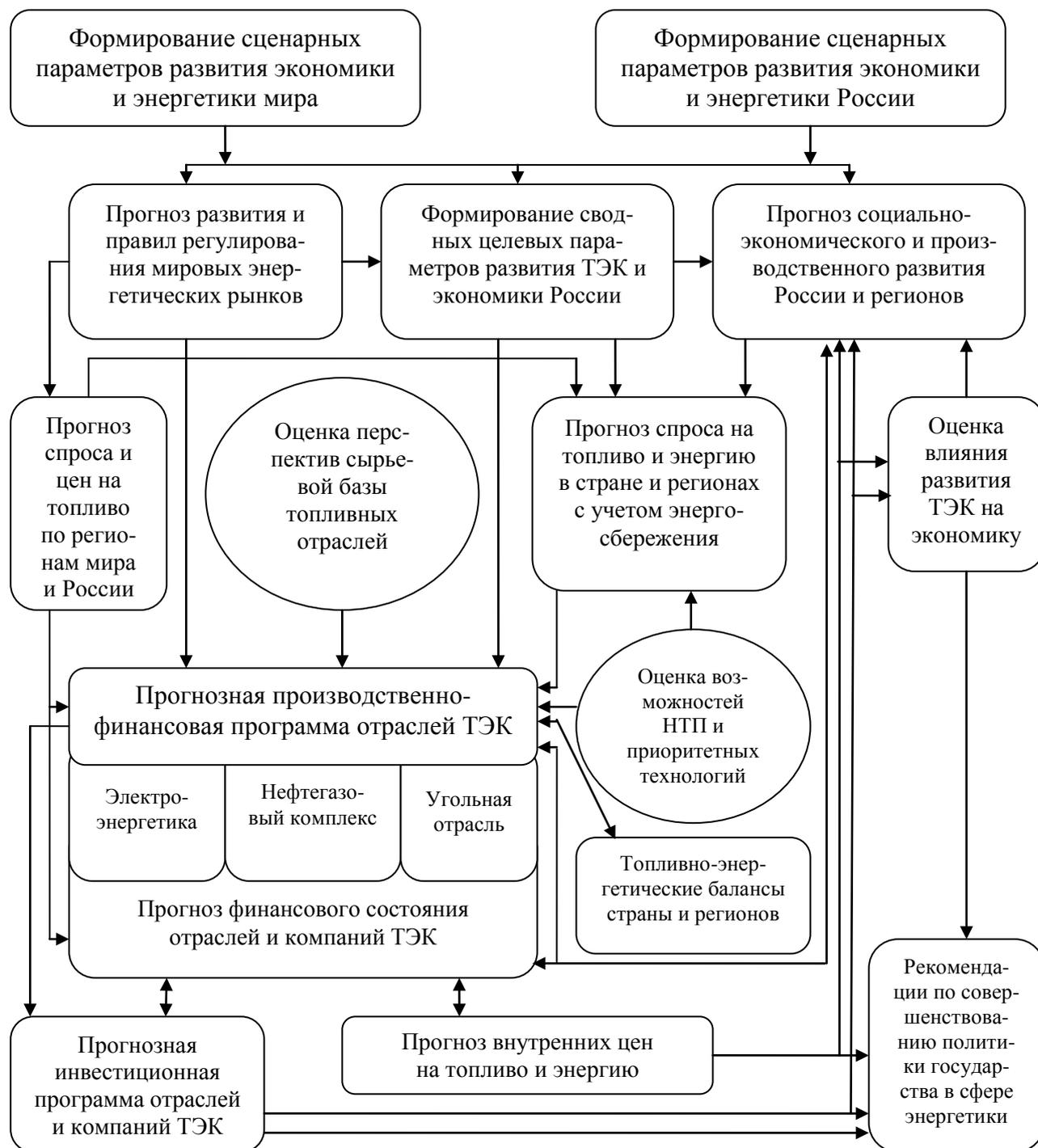


Рис. 2.2. Основные блоки и связи модельно-информационного комплекса SCANNER.

В SCANNER наряду с вертикальными (межуровневыми) взаимодействиями существуют сильные горизонтальные связи – между моделями ТЭК регионов, топливно-энергетических отраслей и компаний, а также между функциональными (спрос на продукцию, производство и транспорт, экономика и финансы и т.д.) и временными блоками модели одного и того же хозяйственного объекта. Для учета таких связей разработаны методы горизонтального согласования решений оптимизационных моделей, предусматривающие итеративный обмен данной и остальных моделей этого иерархического уровня информацией о размерах производства (потребления) и ценах (эффективности) каждого используемого энергоресурса в каждом регионе и каждом году рассматриваемого периода.

К сожалению, как отмечают разработчики комплекса [44], связи между моделями в SCANNER настолько сложны, что их оптимизация алгоритмами вертикального и горизонтального согласования с приемлемой точностью требует неприемлемо большого количества итераций. Поэтому наряду с формальными алгоритмами здесь задействованы эвристические процедуры, обеспечивающие сначала общую настройку системы на достаточно узкую область решений (сценарий), а затем организующие в пределах этой области большой и малый итеративные циклы.

2.2. О соответствии методов прогнозирования рассматриваемой перспективе

Современный уровень развития вычислительной техники и информационных технологий позволяет конструировать модельно-информационные комплексы любой сложности. При этом, однако, нельзя не учитывать следующие особенности: большую и растущую неопределенность исходных данных; зависимость требуемой точности расчетов от рассматриваемой перспективы и решаемых задач; сложность анализа получаемых результатов при большом количестве показателей, связей и

критериев; целесообразность участия экспертов на отдельных этапах расчетов. Эти особенности заставляют осторожно относиться к построению многомоделных комплексов для одновременной (совместной) оптимизации развития энергетики и экономики.

Такие комплексы с полной автоматизацией расчетов не только трудно отлаживать, но, что более важно, на них трудно анализировать роль отдельных факторов и связей и интерпретировать получаемые результаты. Неформализованный подход, когда информация, получаемая из расчетов одной модели, анализируется и служит входом в другую модель, существенно облегчает исследование сложных проблем.

Важным принципом совершенствования моделей, которому придавал большое значение академик Л.А. Мелентьев [45], является соотношение точности результатов расчетов с точностью используемой для этого информации. Этот принцип схож с известным принципом бритвы Оккама и предполагает конструирование как можно более простых моделей, но учитывающих основные свойства рассматриваемой системы, необходимые для приемлемого решения данной задачи в данных условиях. Это перефразируется словами Эйнштейна: «Everything should be made as simple as possible, but not simpler» [46].

Стремление как можно точнее математически описать динамику развития и нелинейные взаимосвязи рассматриваемой системы и детально представить ее структуру может противоречить объективной неопределенности исходной экономической информации и изменчивости свойств моделируемых сложных систем и даже приводить к негативным результатам³.

³ Акад. Н.Н. Моисеев, ссылаясь на зарубежный опыт разработки моделей для прогнозирования развития экономики, отметил, что создание все более и более точных моделей, стремление учитывать все больше и больше внутренних связей и деталей изучаемого процесса приводят к негативному результату – чем точнее модели, используемые для прогнозов, тем хуже оказались прогнозы [47]. По-видимому, к моделированию таких же сложных экономических систем относится выражение известного математика Р. Тома: «Чем больше строгости, тем меньше смысла».

Принцип соответствия методического инструментария объективной неопределенности исходных данных и требуемой точности прогнозов реализуется на практике пока на основе интуиции создателей и пользователей моделей. Более обоснованный подход к реализации этого принципа может быть разработан с помощью количественного анализа и сопоставления зависимости качества прогнозов и их ценности для принятия решений от рассматриваемой перспективы.

Высокая зависимость результатов математического моделирования от качества исходной информации и принятых допущений, недостаточный учет политических, регулятивных и других факторов пробудили (в условиях растущей неопределенности будущего) интерес к форсайт-методам. Эти качественные или полукачественные методы полагаются на интеграцию знаний значительного числа экспертов. Их значимость возрастает с увеличением горизонта прогнозирования и становится преобладающей при сверхдолгосрочных прогнозах энергетики.

Промежуточное положение между математическим моделированием и форсайт-методами занимает методика структурного прогнозирования [2]. Она включает построение логической модели факторов и условий развития энергетики и анализ противоречий в этом развитии. Эта методика опирается на результаты традиционного балансового прогнозирования и обобщает их, выделяя устойчивые тенденции и инвариантные траектории перспективного развития.

2.3. Предлагаемый поэтапный подход к долгосрочному прогнозированию развития ТЭК

Можно обозначить три основных этапа и несколько стадий прогнозных исследований ТЭК с выделением особо важных задач на каждой стадии. Их решение позволяет повысить обоснованность и практическую ценность

прогнозов. Этому способствуют и итеративная увязка, корректировка результатов расчетов на каждой стадии и этапе (рис. 2.3).

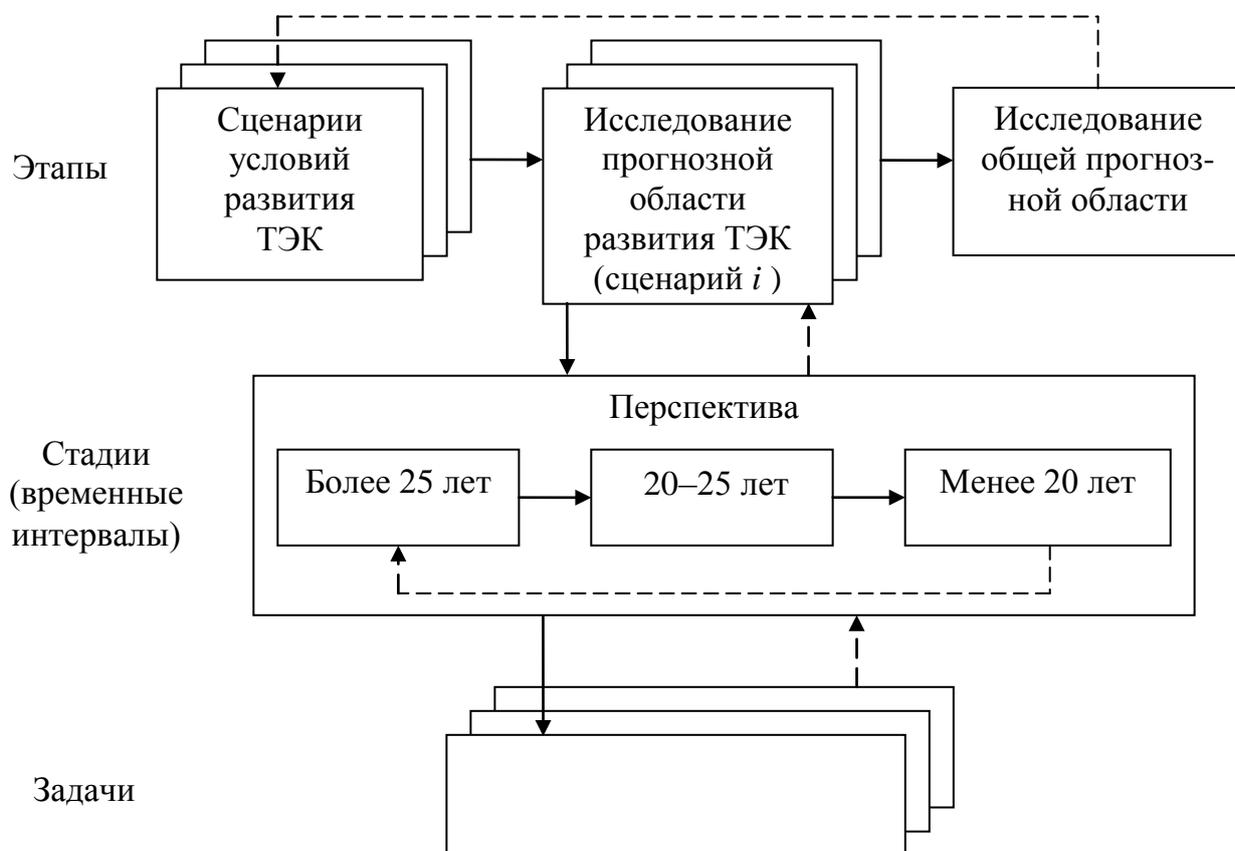


Рис. 2.3. Схема прогнозных исследований ТЭК.

Первый этап – формирование сценариев, отражающих возможные внешние условия развития ТЭК и требования к нему со стороны экономики, социальной сферы, геополитики, экологии. Эти сценарии складываются из разных обоснованных представлений и прогнозов развития экономики, конъюнктуры на мировых энергетических рынках для российского экспорта, а также научно-технического прогресса. Методы разработки этих прогнозов имеют свои особенности. Анализ материалов соответствующих организаций и публикаций специалистов облегчает формирование сценариев.

Особое место на первом этапе занимает прогноз потребностей в энергоносителях (электроэнергии, централизованной теплоэнергии, котельно-печном и моторном топливе, а также топливе как сырье). Он базируется на

сценариях развития экономики, а также выявленных закономерностях и тенденциях. Уточнение потребностей в энергоносителях, детализация его по видам топлива, учет ценовой эластичности спроса и других факторов происходят на втором – основном – этапе прогнозных исследований.

Важно отметить, что все основные характеристики каждого сценария должны задаваться не однозначно, а интервально.

Второй этап – выявление возможных и эффективных вариантов удовлетворения требований к ТЭК в ожидаемых условиях, формирование и анализ прогнозной области (для каждого сценария). Этот наиболее трудоемкий этап целесообразно разделить на несколько **стадий**, расширяя на каждой из них круг решаемых задач и усложняя схему итерационных расчетов для все более полного учета взаимозависимости цен, спроса и производства энергоносителей, а также финансовых барьеров, инвестиционных рисков и стратегических угроз (табл. 2.1). Изменение горизонта прогнозирования и состава решаемых задач на каждой стадии сказывается на составе и характере используемых экономико-математических моделей (рис. 2.4).

Третий этап – обобщение и анализ результатов, полученных на предыдущих этапах для разных сценариев. Результаты этого заключительного этапа должны способствовать количественной оценке пороговых значений индикаторов энергетической и национальной безопасности, служить базой при разработке концепции энергетической стратегии и программ развития отраслей ТЭК, уточнять и обосновывать направления научных исследований, касающихся развития энергетики.

Множество вариантов, образующих прогнозную область даже при одном сценарии, определяется не только неоднозначностью задаваемых показателей, но и возможным использованием при расчетах разных критериев.

Теория векторной оптимизации позволяет получать и применять интегральные критерии на основе свертки разных критериев. В формальном отношении такой критерий означает некоторое аналитическое выражение, которое количественно определяет его зависимость от системы локальных

целей и их видов [48]. Такой способ построения критерия эффективности может быть плодотворным при прогнозных исследованиях развития экономики страны или научно-технического прогресса, особенно если будет учитываться изменчивость во времени весов системы локальных критериев, уменьшение значимости некоторых из них с увеличением горизонта прогнозирования.

Т а б л и ц а 2.1

Характеристика стадий прогнозных исследований ТЭК при заданном сценарии развития экономики

Стадия	Основные задачи	Основные исходные данные	Горизонт прогнозирования	Используемые модели (комплексы)
Начальная	Анализ прогнозной области возможного развития ТЭК страны. Выделение инвариантов и зоны неопределенности и риска. Предварительная оценка динамики цен на топливо и возможных барьеров, сдерживающих развитие отраслевых систем	Потребности в энергоносителях. Цены на мировых энергетических рынках и возможный экспорт. Временные ограничения на развитие топливных баз и новых источников энергии. Их характеристики. Технико-экономические показатели новых технологий	Более 25 лет	Основные: ТЭК и электроэнергетики, региональных энергетических рынков
Конечная	Сужение неопределенности прогнозной области. Прогноз конъюнктуры на региональных энергетических рынках. Количественная оценка стратегических угроз. Определение пороговых значений индикаторов ЭБ для данного сценария	Данные и результаты предыдущих стадий	До 20 лет (с учетом последствий)	Разагрегированные основные модели и дополнительные модели: отраслевых систем ТЭК, макроэкономики, рационального экспорта, энергоснабжения регионов, инвестиционного поведения энергетических компаний

На практике естественная многокритериальность развития экономических систем заменяется выбором одного главного критерия, а остальные цели приводятся в качестве ограничений на допустимую область изменения основных факторов. В оптимизационных моделях ТЭК таким

критерием обычно является минимум приведенных (с учетом инвестиционной составляющей) затрат на обеспечение заданной потребности в энергоносителях.

Стадии основного этапа

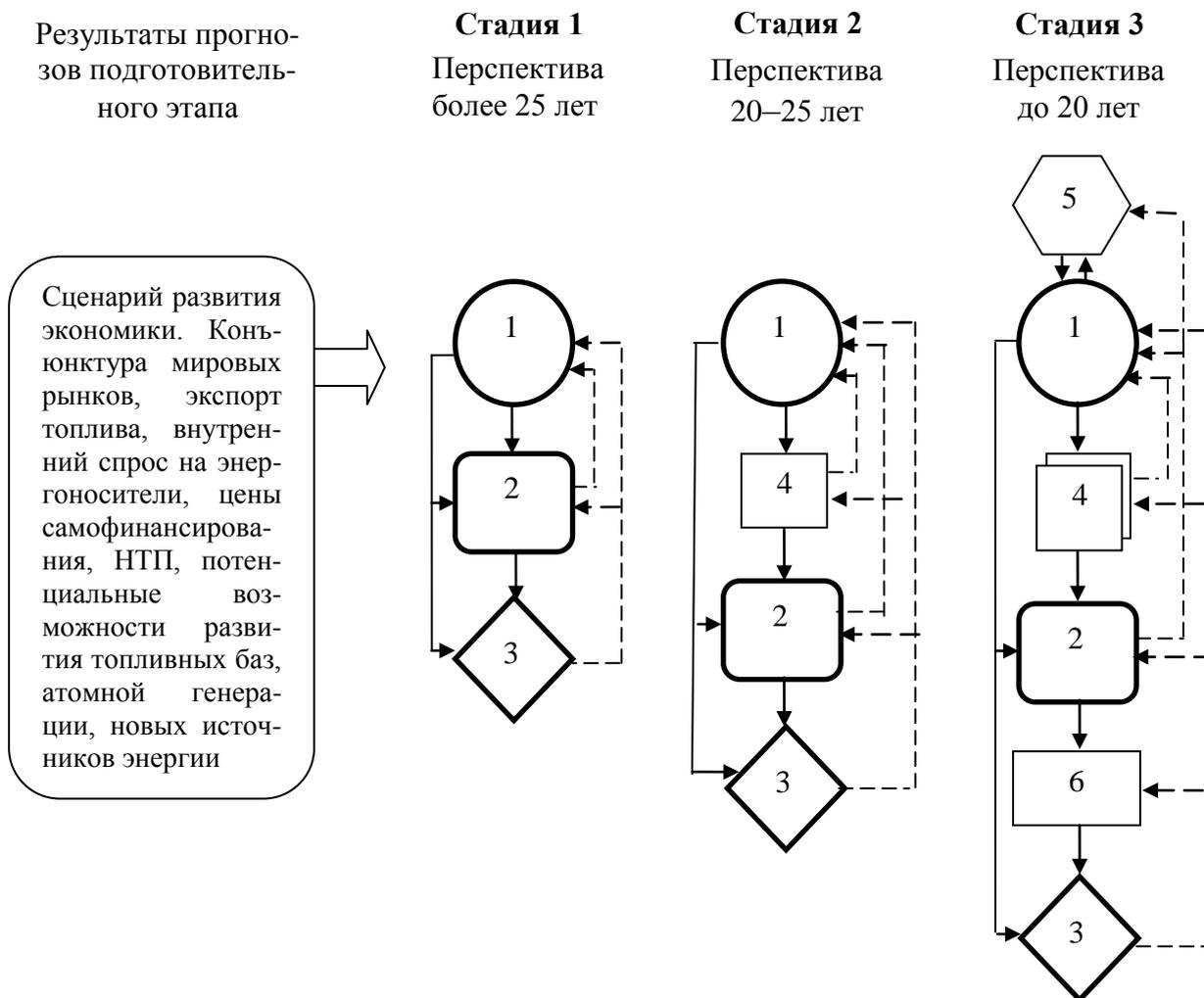


Рис. 2.4. Состав и взаимосвязи моделей на разных стадиях формирования и исследования вариантов долгосрочного развития ТЭК.

1 – ТЭК; 2 – конъюнктура региональных энергетических рынков (спрос и цены); 3 – барьеры и угрозы; 4 – отрасли ТЭК; 5 – макроэкономика; 6 – энергетические компании.

Если методическим инструментарием прогнозирования развития ТЭК служит система (иерархия) моделей с разными целевыми функциями, то проблема учета многокритериальности в значительной степени решается увязкой этих моделей, а также итеративным учетом (расчетами «сверху-вниз» и «снизу-вверх») и согласованием особенностей и интересов рассматриваемых отраслевых и региональных систем.

Использование в оптимизационных моделях ТЭК или его отраслевых систем критерия минимальных затрат (цен самофинансирования) оправдано, если в них учитываются (например, с помощью ограничений) результаты оценки экономической эффективности новых ключевых объектов, определяемых в блоке энергетических компаний (см. рис. 2.4). Но и без включения в прогнозную схему этого блока влияние на результаты оптимизации прогнозов конъюнктуры на энергетических рынках можно определить, используя на одной из итераций в модели ТЭК критерия максимума прибыли (с учетом разности между рыночными ценами и ценами самофинансирования).

Важными составляющими прогнозных исследований являются определение возможной прогнозной области (в динамике ввода мощностей, в структуре отраслей ТЭК и топливно-энергетического баланса), выделение в ней инвариантов и зоны нестабильности (рисков), оценка серьезности и сроков возможного возникновения стратегических угроз и основных проблем.

2.4. Анализ прогнозной области⁴

Задача анализа прогнозной области – определить ее границы и ранжировать входящие в нее объекты по вероятности их попадания в эту область.

Под инвариантами понимаются устойчивые, наиболее вероятные решения, получаемые в многовариантных расчетах при ожидаемых изменениях исходных данных и при разных возможных сценариях условий развития системы. По существу, инварианты образуют нижнюю границу конуса неопределенности, если ее формировать из самых минимальных значений рассматриваемого показателя во многих вариантах. В прогнозных исследованиях ТЭК выделение инвариантов относится как к поиску устойчивых структур в топливно-энергетическом балансе и отраслях ТЭК, так

⁴ Раздел написан при участии П.В. Ступина и Д.Ю. Кононова.

и к определению взаимосвязанных значений минимально необходимой потребности в энергоносителях или вводе новых мощностей в электроэнергетике и топливной промышленности. Выделение инвариантных решений облегчает определение так называемых гарантированных стратегий развития.

Решения и объекты, попадающие лишь в некоторые из множества имеющихся вариантов (сценариев), формируют зону нестабильности прогнозной области. В эту зону, например, попадают новые электростанции, мощность которых располагается выше нижней границы конуса неопределенности. Чем больше значение этой мощности отличается от инвариантной, тем выше риски и ниже вероятность ввода станций данного типа с такой мощностью в рассматриваемый период. Верхнюю границу прогнозной области формируют мощности и объекты с максимальным риском.

Очевидно, что рискованность должна определяться с позиции удовлетворения требований (критериев, ограничений), которые принимались во внимание при решении задачи выбора рациональных вариантов в рассматриваемых условиях.

Способы анализа прогнозной области и качество его результатов во многом зависят от количества и обоснованности рассматриваемых вариантов развития ТЭК, но в любом случае нельзя обойтись без экспертных оценок.

Роль экспертов особенно важна при анализе и сопоставлении имеющихся прогнозов разных организаций и авторов, полученных в разное время с использованием разных методов и разной исходной информации. В таком случае нужно выделять наиболее обоснованные и «свежие» прогнозы. При этом значимой является прогнозная область не абсолютных значений ожидаемого производства отдельных энергоносителей или ввода мощностей, а область (минимальные и максимальные значения) темпов их роста и изменений в структуре.

Такой подход был использован при анализе прогнозной области развития АЭС в России. В нашем распоряжении было только девять опубликованных

долгосрочных прогнозов, разработанных в 2009–2014 гг. ИНЭИ РАН [49], ИСЭМ СО РАН, АПБЭ [50] и другими организациями, а также «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.» [51] и «Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.» (далее ЭС–2035) [52]. Большое различие этих прогнозов объясняется прежде всего меняющимися представлениями о темпах развития экономики.

Для сужения прогнозной области, показанной на рис. 2.5 и в табл. 2.2, в ней выделены прогнозные оценки из ЭС–2035.

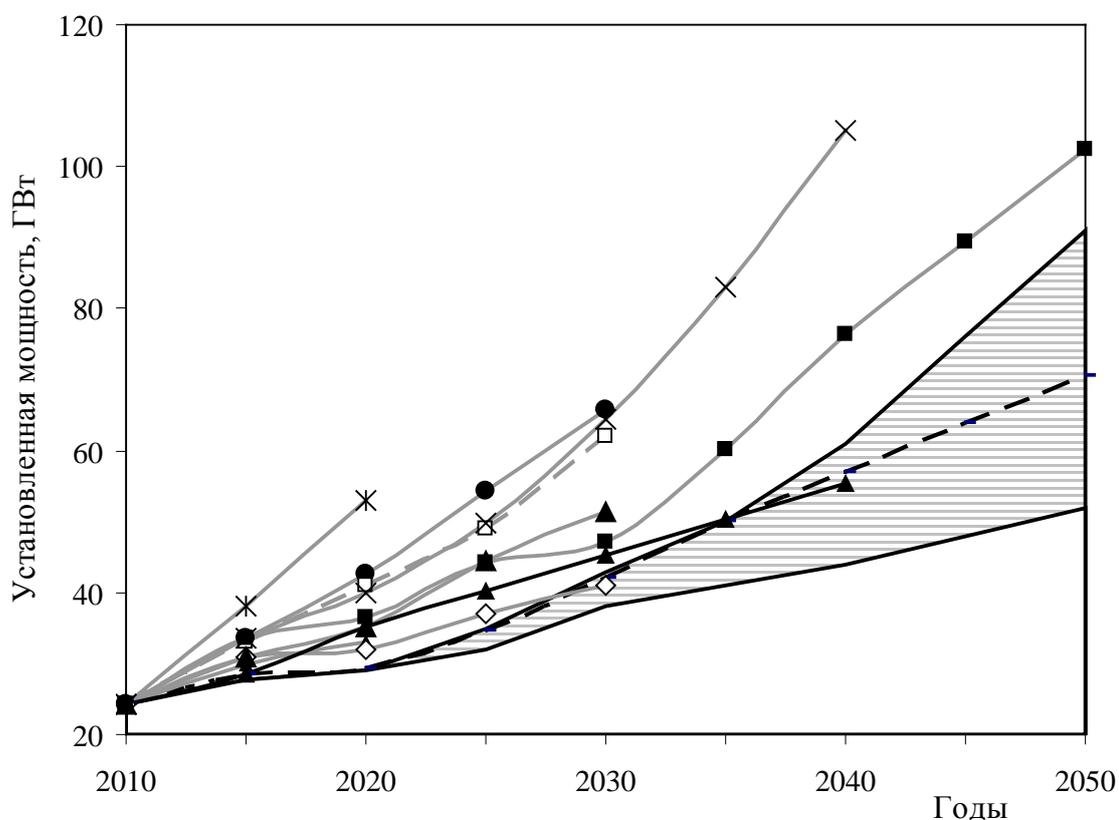


Рис. 2.5. Прогнозная область развития АЭС в России.

Заштрихованная область включает прогнозы ЭС–2035 [52].
 Источник: авторское обобщение известных прогнозов, разработанных в 2009–2014 гг.

Из анализа приведенных иллюстративных материалов видно, например, что минимальный (инвариантный) ввод АЭС в 2015–2040 гг. равен 20 ГВт (среднегодовой ввод – около 0,8 ГВт), их доля в общей структуре генерирующих мощностей к концу этого периода будет не меньше 14 % (в

2011 г. – 11 %), а минимальные среднегодовые темпы прироста за период составят около 2 %.

Т а б л и ц а 2.2

Показатели развития АЭС в российских прогнозах 2009–2014 гг.

Показатель, %	2010 г. (факт)	Общая прогнозная область			ЭС–2035		
		2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Среднегодовые темпы прироста		1,8–5,1	2,8–4,9	1,5–5,1	2,0	3,1–4,0	1,5–3,6
Доля в структуре генерирующих мощностей	11,1	11,0–14,0	14,0–18,0	14,0–24,0	11,4–11,5	13,5–15,0	14,2–18,5

Источник: обобщение опубликованных прогнозов.

Верхнюю границу этих показателей определить, основываясь на имеющихся прогнозах, сложнее: ввод мощностей за 25-летний период колеблется от 38 ГВт в инновационном сценарии ЭС–2035 до 78 ГВт в максимальном сценарии электропотребления ИНЭИ РАН (публикация 2009 г. [49]).

Доля АЭС в структуре мощностей к 2040 г. по этим сценариям может составить соответственно 18,5 и 24 % при среднегодовых темпах ввода 3,5 и 5 % (см. табл. 2.2).

Следует отметить, что в американском прогнозе развития мировой энергетики, опубликованном в 2013 г. [53], доля АЭС в структуре мощностей электростанций в России ближе к цифрам инновационного сценария ЭС–2035, увеличиваясь с 13,3 % в 2020 г. до 15,1–15,5 % в 2030 г. и до 16,5–18,2 % к 2040 г. При этом в американском прогнозе до 2030 г. ввод мощностей АЭС будет на 2–6 ГВт больше, а в период 2035–2040 гг. на 6 ГВт меньше, чем в сценарии ЭС–2035.

Очевидно, что из учтенных прогнозов развития ТЭК России большую прогностическую ценность, большую вероятность реализации имеют сценарии Энергетической стратегии.

При достаточно представительном и обоснованном наборе вариантов (сценариев) величину вероятного места того или иного объекта со значением (мощностью) X_i в прогнозной области можно оценить более обоснованно по доле, которую занимают варианты с мощностью большей или равной X_i в общем количестве рассматриваемых вариантов.

Сами эти варианты, как правило, получаются при условиях и сценариях, не одинаковых по достоверности. Если представляется возможность экспертно или другим способом придать веса этой сравнительной достоверности (например, по 10-балльной шкале) и нормировать их, то вероятность реализации в прогнозе рассматриваемого объекта со значением X равна:

$$v(t) = n_i w_i / n, \quad (1)$$

где n – общее количество вариантов; n_i – количество вариантов, в которых значение (мощность) рассматриваемого объекта не меньше X ; w_i – сумма нормированных весов таких вариантов. Чем выше вероятность реализации X , тем ниже рискованность такого объекта (сценария) и соответственно:

$$R(X) = 1 - n_i w_i / n. \quad (2)$$

Предлагаемый подход ниже иллюстрируется на примере оценки рискованности ввода мощностей парогазовых установок (ПГУ) в США. Анализировались 30 сценариев развития американской энергетики, опубликованных в 2013 г. [54].

Прогнозная область ввода мощностей ПГУ в 2015–2040 гг. показана на рис. 2.6. Уже к 2025 г. разница между максимальным и минимальным значениями мощностей превышает 100 ГВт.

Из краткой характеристики этих сценариев (табл. 2.3) очевидна их неоднородность, неоднозначные достоверность и значимость. Поэтому пришлось экспертно присвоить им разные веса. При этом «базовому сценарию» даны максимальные 10 баллов, а минимальную оценку (1–2 балла) получили маловероятные сценарии, разработанные только для оценки влияния на развитие электроэнергетики отдельных факторов (например, сохранения энергоэффективности на современном уровне).

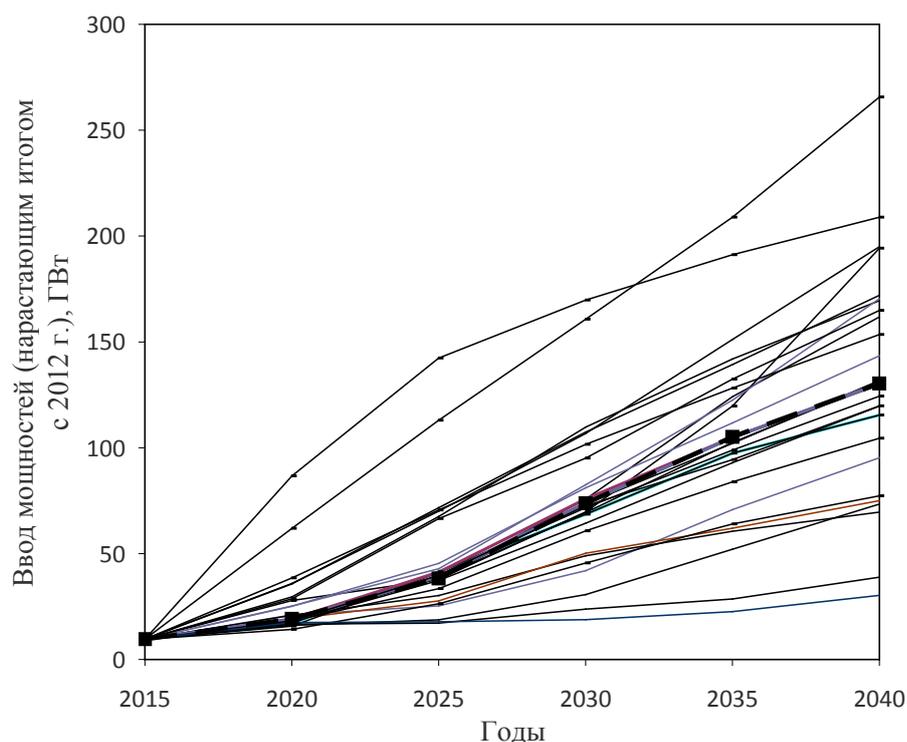


Рис. 2.6. Прогнозируемая динамика ввода мощностей ПГУ в США при разных сценариях развития энергетики.

Жирной линией выделен базовый сценарий.

Источник: обобщение данных [55].

В табл. 2.4 в соответствии с предложенной оценкой меры рискованности приводятся полученные значения риска для некоторых (наиболее значимых) сценариев ввода ПГУ.

На рис. 2.7 для каждого временного среза построено соответствующее распределение рискованности как функции от величины ввода мощностей ПГУ. Зависимость хорошо описывается логарифмической аппроксимацией (коэффициент детерминации принимает значения, близкие к 0,8).

В табл. 2.5 приведена общая прогнозная область (для 30 сценариев) структуры генерирующих мощностей и область, сформированная наименее рискованными сценариями. Из нее видно, что доля ПГУ в этой структуре, уступая в 2012 г. угольным электростанциям, станет доминирующей в последующие годы. Во всех сценариях она будет не меньше 22–23 %, а ее максимальное значение может достигнуть к 2040 г. 34–38 % (при 28 % в наиболее вероятном базовом сценарии).

Сценарии развития энергетики США до 2040 г.

№ п/п	Название сценария	Описание	Вес, баллы
1	2	3	4
1	Reference case	Базовый сценарий. Средний годовой рост реального ВВП в период с 2012 по 2040 г. составляет 2,4 %. Цена на нефть в 2040 г. 141 дол./бар.	10
2	High economic growth	ВВП растет на 2,8 % ежегодно. Все остальные параметры соответствуют базовому сценарию	9
3	Low economic growth	ВВП растет на 1,9 % ежегодно. Все остальные параметры соответствуют базовому сценарию	9
4	High oil price	Высокие мировые цены на нефть (204 дол./бар. в 2040г.)	8
5	Low oil price	Низкие цены на нефть (падение в краткосрочной перспективе до 70 дол., а затем рост до 75 дол. к концу рассматриваемого периода)	8
6	No sunset	Сценарий «без срока действия». Берется за основу базовый сценарий и предполагается бессрочное продление действия существующей энергетической политики и налоговых кредитов	2
7	Extended policies	Берется за основу сценарий «без срока действия», но исключается продолжение субсидирования производства этанола и биотоплива и предполагается повышение требований к энергосбережению	2
8	Accelerated nuclear retirements	Ускоренное выбытие мощностей АЭС: срок эксплуатации АЭС ограничивается 60 годами, а наращивание мощностей возможно в пределах 0,7 ГВт	3
9	High nuclear	Развитие электроэнергетики с высокой долей АЭС	4
10	Accelerated coal retirements	Ускоренное выбытие мощностей в угольной промышленности.	4
11	Accelerated nuclear and coal retirements	Ускоренное выбытие мощностей в атомной и угольной отраслях. Комбинация предыдущих двух сценариев	3
12	Low nuclear	Развитие электроэнергетики с низкой долей АЭС	4
13	ESICA legislation	Сценарий соответствия «Постановлению об энергосбережении и промышленной конкурентоспособности»	2
14	Low coal cost	Развитие угледобывающей отрасли при низкой себестоимости угледобычи. Рост добычи угля на 2,3 % превышает заложенный в базовом сценарии, а снижение затрат на добычу достигает к 2040 г. 25 % относительно базового уровня.	4
15	High coal cost	Развитие угледобывающей отрасли при высокой себестоимости угледобычи. Рост добычи угля на 2,3 % ниже заложенного в базовом сценарии, а увеличение затрат на добычу достигает к 2040 г. 24–31 % относительно базового уровня.	4

О к о н ч а н и е т а б л . 2.3.

1	2	3	4
16	Low renewable technology cost	Развитие возобновляемых источников энергии при низких затратах: стоимость энергии, получаемой из возобновляемых источников (за исключением ГЭС) на 20 % ниже уровня, заложенного в базовый сценарий	2
17	Low oil and gas resource	Ограниченные запасы нефти и газа. Принимается, что коэффициент нефте- и газоотдачи на скважине на 50 % меньше, чем в базовом сценарии	3
18	High oil and gas resource	Большие запасы нефти и газа. Принимается, что коэффициент нефте- и газоотдачи на скважине на 50 % больше, чем в базовом сценарии. Предусматривается освоение источников нетрадиционной нефти	4
19	High vehicle miles traveled	Интенсивное использование личного автотранспорта. Предполагаются более высокая стоимость лицензирования и потребность в транспорте	3
20	Low vehicle miles traveled	Менее интенсивное использование личного автотранспорта. Значения соответствующих показателей на 5 % ниже, чем в базовом сценарии	2
21	High rail liquefied natural gas	Большая доля грузовых поездов, которые могут использовать в качестве топлива СПГ	2
22	Low rail liquefied natural gas	Относительно низкая доля грузовых поездов, которые могут использовать в качестве топлива СПГ	2
23	2013 demand technology	Использование потребителями только технологий, доступных до 2013 г. включительно. Энергоэффективность производства зафиксирована на уровне 2014 г.	1
24	High demand technology	Заблаговременная экономическая и техническая доступность потребителям продвинутых технологий. Существенный рост энергоэффективности во всех секторах	4
25	Best available demand technology	Использование потребителями только наиболее эффективных технологий в каждый год рассматриваемого временного периода вне зависимости от их стоимости. Рост энергосбережения в новых постройках, обслуживающих деятельность коммерческого сектора, до 50 %	2
26	No greenhouse gas concern	Сценарий игнорирования проблемы парниковых газов	2
27	Greenhouse gas \$10	Плата от 10 дол. за каждую тонну выбросов CO ₂ начиная с 2015 г. с последующим ежегодным ростом платы на 5 % до 2040 г.	2
28	Greenhouse gas \$25	Плата от 25 дол. за каждую тонну выбросов CO ₂	2
29	Greenhouse gas \$10 and low gas prices	Комбинация сценария 27 и сценария низких цен на газ	2
30	Low electricity demand	Низкий спрос на электроэнергию. За основу берется сценарий использования потребителями только наиболее эффективных технологий	2

П р и м е ч а н и е. Описание сценариев взято из работы [19], а их значимость (вес) – авторская оценка.

Рискованность прогнозных значений ввода мощностей ПГУ в США
(в избранных сценариях; см. табл. 2.3), %

Сценарий	Г о д				
	2020	2025	2030	2035	2040
1	50	33	57	58	53
2	81	81	89	86	76
3	61	10	10	16	16
4	14	59	30	32	26
5	14	59	30	32	26
9	31	26	26	26	41
10	89	94	86	83	87
12	77	30	46	70	91
13	34	47	44	51	63
14	3	52	50	46	46
15	69	77	73	67	67
17	0	18	18	14	14
18	73	73	77	74	84
24	6	6	6	6	8

Примечание. Оценка по приведенной методике рисков ввода заданной мощности ПГУ осуществлялась в сценариях, которым присвоен вес 4 и более баллов.

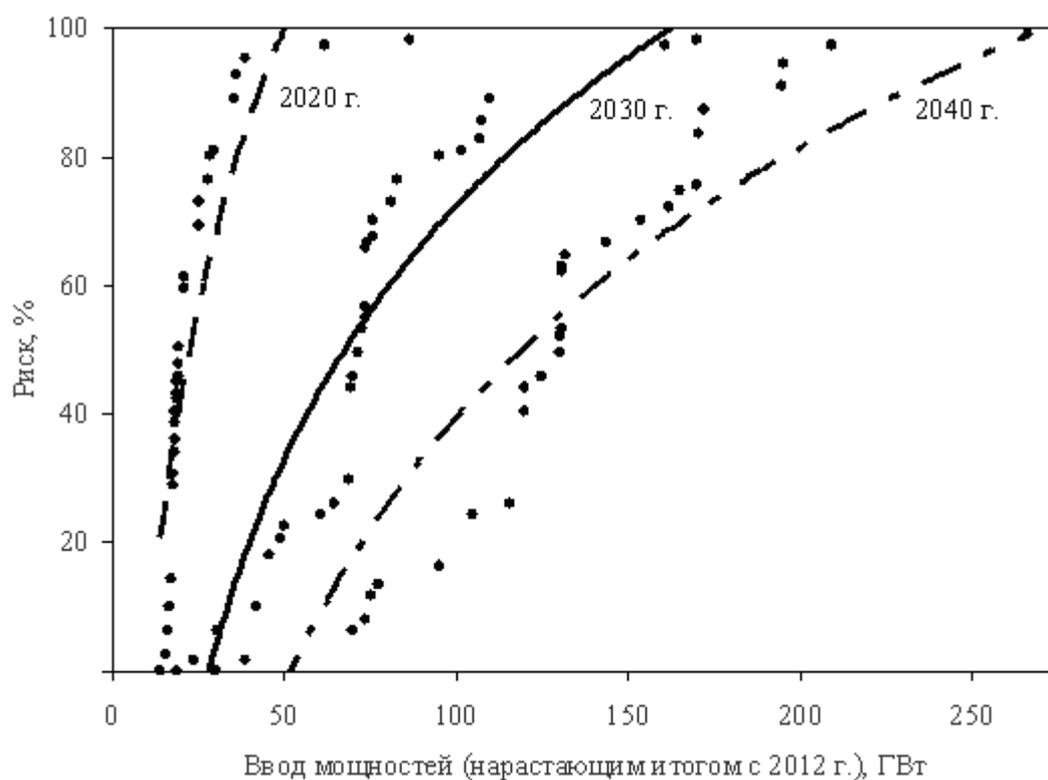


Рис. 2.7. Риски ввода ПГУ разной мощности в США.

Источник: результаты анализа автором всех 30 (см. табл. 2.3) сценариев [55].

Т а б л и ц а 2.5

Динамика структуры генерирующих мощностей в прогнозах Министерства энергетики США, %

Тип электростанций	2012 г. Факт	Общая прогнозная область (все сценарии)			Вероятная прогнозная область (14 сценариев)		
		2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Угольные	29,7	10,8 – 26	4,6 – 24,5	1,5 – 24	21,9 – 25,9	18,8 – 24,5	16,5 – 24
Газомазутные (паросиловые)	9,7	7,1 – 8,7	3,7 – 7,5	2,5 – 6,3	7,1 – 8,7	4,0 – 7,5	3,3 – 6,3
ПГУ	20,5	22,1 – 30,1	23,6 – 33,9	22,7 – 38,2	22,2 – 24,7	24,0 – 29,3	26,5 – 33,5
ГТУ и дизельные	13,5	14,3 – 17,2	13,5 – 18,1	13,5 – 19,1	14,3 – 15,4	13,5 – 18,1	13,5 – 19,1
АЭС	9,9	9,3 – 10,8	8,5 – 12,5	2,1 – 18,3	9,3 – 10,5	8,5 – 10,9	2,1 – 10,7
ВИЭ (включая ГЭС)	16,6	18,2 – 24,3	17,1 – 30	15,7 – 31,2	18,2 – 20,1	17,1 – 20,8	15,7 – 21,1
Распределенная генерация (газ)	0	0 – 0,3	0 – 0,7	0 – 1,4	0 – 0,3	0 – 0,7	0 – 1,4

П р и м е ч а н и е. Первые цифры – минимальные, а вторые – максимальные значения, взятые из рассматриваемых прогнозов.
Источник: расчеты авторов раздела с использованием [55].

Анализ прогнозной области развития ТЭК с оценкой рискованности формирующих ее объектов способствует повышению обоснованности прогнозов и облегчает определение коридора возможностей и критических ситуаций. В этом же направлении действует развитие методов решения важных задач прогнозных исследований, рассмотренных ниже.

Глава 3. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СПРОСА И ЦЕН НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

3.1. Эволюция методов прогнозирования энергопотребления

Для исследования и прогнозирования потребностей в энергоносителях применяется достаточно большой арсенал методов. Наибольшее распространение в прогнозных оценках энергопотребления на перспективу до 15 лет получили метод прямого счета и его модификации. Суть его заключается в выделении ограниченного числа наиболее энергоемких производств (видов продукции и услуг), детальном изучении их энергоемкости и оценке на основе прогноза объемов производства и динамики энергоемкости перспективной потребности в энергии.

Сочетание метода прямого счета с часто весьма сложными эконометрическими моделями (уравнениями регрессии) получило развитие за рубежом в 70 – 80-х годах прошлого века. Примером может служить имитационная модель MEDEE [56], позволяющая оценивать влияние на энергопотребление таких факторов, как структура и темпы промышленного производства, уровень жизни населения, политика энергосбережения в отдельных секторах и т.д. Потребности в энергии рассчитываются для производственной и непроизводственной сфер экономики.

В 1990-х годах для прогнозов энергопотребления в США и Европе стали создаваться системы моделей. Такой системой является, например, PRIMES [57], разработанная для исследовательских программ Европейского союза. Она используется в качестве инструмента для анализа энергетической политики во взаимосвязи с энергетическими технологиями. С помощью моделей PRIMES можно определять энергетические балансы (как годовые, так и на долгосрочную перспективу), потребности в энергии по видам энергоносителей

и секторам экономики, цены на энергоносители, выбросы CO₂ и др. Основные переменные в модели сбалансированы следующим образом: спрос на энергоносители есть функция цены, их производство равно потреблению, цена есть обратная функция производства энергоносителей. В блоке энергопотребления рассчитываются потребности в энергии в жилом и коммерческом секторах, сельском хозяйстве, промышленности, на транспорте, а также в отраслях ТЭК.

Более полный анализ зарубежных моделей энергопотребления приведен в [58].

В нашей стране в прогнозах энергопотребления долгое время доминировали разные модификации метода прямого счета. При этом большое внимание уделялось оценке возможного снижения коэффициентов энергоемкости продукции и услуг за счет новых технологий и энергосбережения.

Так, в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» [59] была разработана методика-инструкция для прогнозирования потребности в электроэнергии по субъектам РФ и АО-энерго на 5-летний период на базе двух методов: укрупненных удельных показателей (УУП) и эконометрического метода.

Метод УУП заключается в том, что на основе отчетных данных определяются электроемкости по отраслям экономики и промышленности (в денежной форме и неизменных ценах). Значения этих электроемкостей распространяются на весь прогнозируемый период и получают так называемый базовый прогноз, где потребность в электроэнергии принимается для каждой отрасли пропорционально росту производства продукции и услуг (для быта – пропорционально численности населения). Затем в этот прогноз вносятся изменения, связанные с меж- и внутриотраслевыми структурными сдвигами и с возможностью проведения энергосберегающих мероприятий, а также с повышением эффективности электрификации.

Для учета влияния на потребности экономики страны в топливе и энергии структурных изменений в производственной сфере в ИСЭМ СО РАН стали

использоваться модели межотраслевого баланса. Их важное достоинство – возможность анализа и учета не только прямых, но и косвенных энергетических связей. Совокупное проявление этих связей характеризуется коэффициентами полных затрат отдельных энергоносителей. Они показывают дополнительную потребность в энергии по всей цепочке производственных связей при увеличении конечного потребления той или иной продукции на единицу. На получении и использовании таких коэффициентов основан метод интегрированных затрат энергии на компоненты конечного непроизводственного потребления, предложенный Е.А. Медведевой [60]. Дальнейшее свое развитие этот метод получил в ИНЭИ РАН, где был разработан подход, базирующийся на моделировании межотраслевого баланса в натуральном (продуктовом) выражении, который позволяет оценить спрос не только на основные энергоносители, но и на энергоемкие материалы и услуги.

Рассмотренные методы недостаточно учитывают сложные и меняющиеся взаимосвязи между объемами энергопотребления, условиями и уровнем развития экономики и ТЭК. Устранению этих недостатков способствует включение отдельных моделей энергопотребления в систему модели развития ТЭК.

В ИНЭИ РАН этот подход реализован с помощью имитационных моделей [61]. Схема его использования приведена на рис. 3.1. На основе этих моделей и соответствующих баз данных был разработан модельно-информационный комплекс EDFS (Energy Demand Forecasting System).

Подобный подход развивается и в ИСЭМ СО РАН. При этом особое внимание уделяется прогнозам энергопотребления в отдельных регионах и федеральных округах РФ [62].

Описанные выше модели и комплексы используются для прогнозов на перспективу до 20 лет.

Более долгосрочные прогнозы выполняются на базе основных индикаторов жизненного уровня населения и материальных удельных затрат энергии на обеспечение прогнозных значений каждого индикатора [49].



Рис. 3.1. Схема прогнозирования энергопотребления в стране и регионах, разработанная в ИНЭИ СО РАН.

Источник: [61].

При сверхдолгосрочных прогнозах может быть использована экстраполяция наиболее устойчивых глобальных тенденций, не только выявленных из статистических данных, но и полученных при анализе имеющихся среднесрочных прогнозов. В число таких тенденций входят: уменьшение межстрановых различий в энергоемкости ВВП и душевом электропотреблении, а также в эластичности энергопотребления по ВВП.

На совмещении прогноза энергопотребления с демографическим и экономическим прогнозами основан оригинальный метод, примененный при прогнозировании развития энергетики мира и России до 2040 г. [63]. Сначала по каждой из 67 групп стран на базе данных ООН по динамике населения согласуются между собой прогнозы по душевому энергопотреблению,

душевому ВВП и энергоемкости ВВП. Поскольку результатом прогноза по обоим методам являются диапазоны, в пределах которых отклоняются тренды, для получения прогнозных оценок решается задача оптимизации. Она состоит в поиске таких трендов в двух диапазонах, разница между которыми минимальна. Затем суммы страновых прогнозов взаимно корректируются с независимым мировым прогнозом энергопотребления.

Развитие методов прогнозирования долгосрочной динамики энергопотребления идет за счет учета ожидаемых структурных изменений в производственной сфере, на транспорте, в образе жизни населения. При этом определяется и учитывается потенциал энергосбережения и влияние стоимости энергоносителей на его возможную и экономически оправдываемую реализацию. Определение и использование ценовой эластичности спроса на топливо и энергию приобретает все большую значимость в прогнозных исследованиях.

3.2. Долгосрочное прогнозирование возможного диапазона цен на топливо

Долгосрочные (на перспективу более 10–15 лет) прогнозы цен на топливо и электроэнергию являются необходимой составной частью стратегий и программ развития ТЭК, экономики страны и регионов. Они дают представление о конкурентоспособности разных энергетических компаний, новых месторождений топлива, энергоемких видов продукции и служат важным ориентиром для принятия инвестиционных решений.

Развитие экспорта, рыночных механизмов в ТЭК, реформирование электроэнергетики и газовой отрасли усложняют взаимосвязи энергетики и экономики, увеличивают неопределенность перспективных стоимостных оценок, заставляют постоянно совершенствовать методические подходы к долгосрочным прогнозам. Регулярного уточнения и детализации требуют сами прогнозы цен на энергоносители.

Прогноз цен должен быть увязан со сценариями развития экономики и ТЭК. При этом важно учитывать усиление корректирующего влияния стоимости энергоносителей на темпы экономического роста и энергопотребление. Теоретически должна решаться оптимизационная задача взаимосвязанного развития экономики и энергетики страны и регионов с учетом действия ценовых механизмов. Но большая неопределенность условий, требований и связей делает, на наш взгляд, нецелесообразным применение при долгосрочном прогнозировании динамики цен на энергоносители сложных модельных комплексов с единой целевой функцией. Более реальным и соответствующим современному уровню знаний и возможностей является поэтапный подход, при котором ценовой прогноз рассматривается как самостоятельная задача с итеративной увязкой ее с задачами прогнозных исследований развития экономики, энергопотребления и ТЭК.

Предлагаемая схема расчетов вероятной динамики цен на топливо и электроэнергию показана на рис. 3.2. Ее особенность состоит в имитации конкуренции на энергетических рынках и определении динамики цен как расширяющегося во времени конуса их вероятных значений. При этом в качестве верхней границы цен на топливо на российских энергетических рынках принимаются цены равновесия (равной доходности) с мировыми ценами в данном регионе (с учетом реальных возможностей увеличить экспорт). Они равны экспортным ценам за вычетом транспортных тарифов, платы за транзит через территорию третьих стран и таможенных сборов. Ориентирами верхней границы цен на газ в отдельных регионах может также служить его конкурентная цена с местными или привозными углями.

Анализ глобальных тенденций показывает, что на мировых энергетических рынках цены на газ и уголь следуют за изменением цен на нефть и нефтепродукты с лагом примерно в 6–10 месяцев. Стоимость эквивалентной по теплотворной способности единицы угля, как правило, на 70–85 %, а трубопроводного газа на 25–35 % ниже стоимости нефти. Сжиженный природный газ (СПГ), спрос на который в мире за последние 25 лет увеличился

более чем в 20 раз, стоит дороже трубопроводного газа. Его цена мало отличается от стоимости нефти (с учетом затрат на регазификацию), но ожидается, что она будет приближаться к цене трубопроводного газа.



Рис. 3.2. Схема прогнозирования динамики цен на топливо и электроэнергию.

Разрыв в ценах на уголь и газ на мировых энергетических рынках увеличивается из-за возрастающих требований к качеству топлива и стремления снизить загрязнение окружающей среды и эмиссию углекислого и других так называемых парниковых газов. На электростанциях конкурентоспособность газа значительно увеличивается также с развитием высокоэкономичных парогазовых электростанций. По прогнозам Министерства энергетики США [54], разница в ценах на газ и уголь в электроэнергетике увеличится к 2020 г. до 68–75 дол./т у.т. (в 1980 г. она была 40 дол./т у.т.), а характерное в настоящее время соотношение между ценами на уголь и газ для электростанций 1:1,8 станет в 2020–2030 гг. равным 1:(1,9–2,2).

В России сложились иные соотношения между ценами на различные энергоресурсы: в 2005 г. соотношение средней стоимости тонны условного топлива угля, природного газа и мазута на электростанциях было 1:0,9:4,3, а в 2014 г. – 1:1,4:3,7. Предполагается, что уже к 2020 г. соотношение цен газ/уголь увеличится до 1,8.

Нижняя граница диапазона цен определяется минимальными ценами предложения, с которыми отдельные энергетические компании могут выходить на рынок (цены самофинансирования). Для действующих объектов такая цена должна обеспечивать покрытие ежегодных издержек, уплату налогов и минимальную прибыль для нормального функционирования. Для новых объектов или развивающейся компании цена самофинансирования должна также включать инвестиционную составляющую. Последняя должна гарантировать возврат с процентами заемных средств и получение приемлемой среднегодовой прибыли на вложенный капитал в течение рассматриваемого периода.

Чтобы обоснованно определить состав возможных конкурентов на региональных рынках угля, газа и нефтепродуктов и межрегиональные энергетические связи, именно по ценам самофинансирования должно оптимизироваться развитие ТЭК страны и регионов на начальной стадии прогнозных исследований. Их значения выше, чем значения широко используемых в оптимизационных моделях так называемых приведенных затрат – суммы себестоимости и удельных капиталовложений, умноженных на коэффициент эффективности (нормы доходности).

Для определения цен самофинансирования в ИСЭМ СО РАН разработана специальная имитационная модель (ИНТАР) [64]. Она учитывает разнообразие возможных источников инвестирования (амортизация, прибыль, кредиты, акции), а также меняющийся и не совпадающий во времени характер инвестирования, возврата заемных средств, ежегодных издержек и прибыли.

Сравнение средних за период цен самофинансирования дает представление о конкурентоспособности разных месторождений и разных

энергетических компаний и позволяет отобрать несколько из них для уточнения возможной динамики цен и имитации рассматриваемого энергетического рынка. Верхнюю границу этой динамики формируют рыночные цены. По ним определяется экономическая эффективность инвестиционных проектов (с учетом ценовой эластичности спроса).

3.3. Методы и результаты количественной оценки ценовой эластичности спроса на энергоносители

Мировой опыт свидетельствует о существенной зависимости спроса на энергоносители и динамики энергоемкости отдельных отраслей и экономики в целом от изменения цен на топливо и энергию. Их рост вызывает сначала замену одного энергоносителя другим, затем переход к энергосберегающим технологиям (замену одного фактора производства другим: энергии – капиталовложениями или трудом) и, наконец, замену энергоемких видов продукции и услуг менее энергоемкими. При этом реакция экономики на значительное удорожание энергоресурсов носит длительный характер: простая замена энергоносителей требует до 2–3 лет, смена технологий – до 5–8 лет, перестройка структуры производства и конечного потребления – более 8–10 лет. Эта реакция может быть охарактеризована краткосрочной и долгосрочной эластичностью – изменением (в процентах) спроса на данный энергоноситель при изменении его стоимости на 1 %.

Значения эластичности определяются обычно с помощью эконометрических моделей типа

$$D_i = F(Y, P_i, P_j),$$

где F – это, как правило, логарифмическая функция; D_i – потребление i -го энергоносителя; Y – валовой выпуск или доход; P_i – цена на энергоноситель i ; P_j – цена замещающего энергоносителя.

Коэффициенты при ценах в этих моделях, построенных по отчетным данным, характеризуют эластичность энергопотребления от цен.

Следует отметить, что тип используемой модели и набор включаемых в нее переменных оказывают заметное влияние на величину эластичности. Иллюстрацией может служить табл. 3.1, а также результаты, полученные в 1992 г. в рамках одного из проектов Форума энергетических моделей – организации, осуществляющей при поддержке Министерства энергетики США экспертизу сложных энергетических проблем. В этом проекте наряду с базовым вариантом развития энергетики США в 1991–2010 гг. (при темпах ее прироста на уровне 1 % в год) рассматривался вариант увеличения стоимости всех энергоносителей на 25 %. Расчеты на шести разных моделях дали заметный разброс оценок снижения энергопотребления к 2010 г. по сравнению с базовым сценарием: в непромышленной сфере – на 2–6 %, в промышленности – на 4–8 %, на транспорте – на 1–8 %.

Т а б л и ц а 3.1

Значения коэффициентов ценовой эластичности спроса на энергоресурсы, полученные с помощью разных эконометрических моделей для 1970–1984 гг.

Страна	Количество моделей	Эластичность	
		краткосрочная	долгосрочная
США	2	-0,138 ÷ -0,141	-0,513 ÷ -0,517
ФРГ	5	-0,151 ÷ -0,485	-0,206 ÷ -1,170
Япония	5	-0,290 ÷ -0,551	-0,473 ÷ -1,080
Франция	2	-0,154 ÷ -0,448	-0,410 ÷ -0,448
Великобритания	3	-0,01 ÷ -0,166	-0,1 ÷ -0,21
Канада	2	-0,39 ÷ -0,62	-1,07 ÷ -1,1

Источник: [65].

Некоторое представление об изменении эластичности спроса на энергоносители в промышленности и домашних хозяйствах во времени (с учетом адаптации к росту цен) дает и табл. 3.2. Приведенные в ней средние значения коэффициентов кратко- и долгосрочной эластичности использовались при исследовании возможных последствий радикальной либерализации европейских энергетических рынков.

Значения ценовой эластичности, принимавшиеся для перспективных расчетов развития энергетических рынков в Европе

Потребители	Газ	Нефте-продукты	Уголь	Электро-энергия
Краткосрочная эластичность				
Домашние хозяйства	-0,22	-0,21	-0,19	-0,32
Промышленность	-0,27	-0,20	-0,19	-0,20
Долгосрочная эластичность				
Домашние хозяйства	-0,68	-0,89	-0,72	-0,64
Промышленность	-1,12	-0,83	-0,86	-0,99

Источник: [66].

Увеличение доли газа в энергетическом балансе многих стран (в том числе и России) и значительные колебания в его стоимости вызывают повышенный интерес к оценкам эластичности спроса на него.

Анализ потребления газа в 30 странах с 1967 по 1998 г. обнаруживает тенденцию нелинейного роста ценовой эластичности спроса на газ с ростом душевого ВВП (рис. 3.3).

В США и в Европе, как следует из табл. 3.1 и 3.3, краткосрочная эластичность спроса на газ не превышает $-0,30$. Но ее долгосрочное значение увеличивается в 1,5–3 раза в непроизводственной сфере и в 3–4 раза в промышленности.

Усредненная оценка Мирового банка (2008 г.) долгосрочной ценовой эластичности спроса на газ: $-1,35$ – в промышленности и $-0,56$ – для населения [67].

Анализ зарубежных количественных оценок коэффициентов ценовой эластичности спроса на энергоносители показывает их нестабильность во времени и сильную зависимость от конкретных условий, специфики развития энергетики и экономики разных стран. Однако он позволяет сделать

определенные качественные выводы, полезные при определении возможной реакции потребителей на изменение стоимости топлива и энергии:

- ценовая эластичность спроса увеличивается с развитием рыночных отношений, экономики и ростом душевого ВВП;

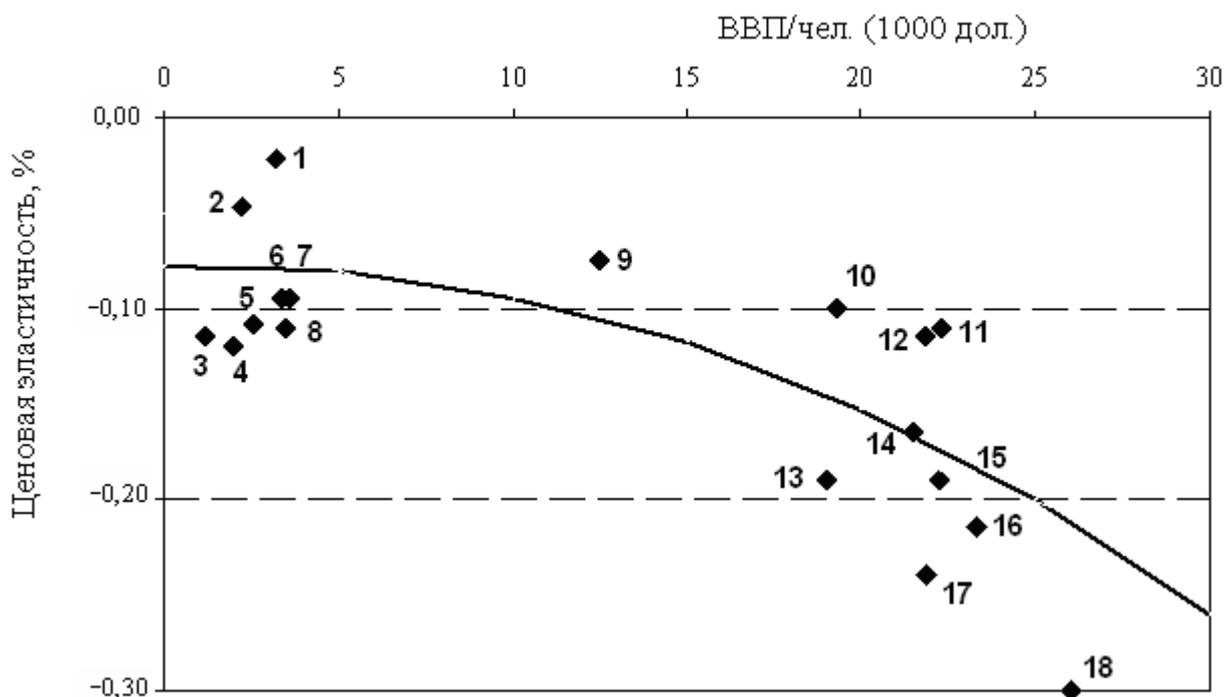


Рис. 3.3. Зависимость ценовой эластичности спроса на газ от душевого ВВП.

1 – Турция; 2 – Россия; 3 – Румыния; 4 – Польша; 5 – Греция; 6 – Мексика; 7 – Бразилия; 8 – Венгрия; 9 – Тайвань; 10 – Австралия; 11 – Канада; 12 – Германия; 13 – Великобритания; 14 – Ирландия; 15 – Нидерланды; 16 – Австрия; 17 – Бельгия; 18 – США.
Источник: [68].

Т а б л и ц а 3.3

Ценовая эластичность спроса на газ в США (средние значения)

Потребители	Краткосрочная	Долгосрочная
Промышленность	-0,24	-0,67
Население	-0,24	-0,41
Коммерческие учреждения	-0,29	-0,40

Источник: [66 – 68].

- долгосрочная эластичность (адаптация потребителей за значительный промежуток времени к удорожанию топлива или энергии) в несколько раз выше краткосрочной;
- коэффициенты ценовой эластичности спроса на энергоносители в непроизводственной сфере ниже и более устойчивы, чем в промышленности. Наиболее изменчива во времени и по странам эластичность спроса на топливо на электростанциях;
- при оценке возможной реакции на качество того или иного энергоносителя надо учитывать изменение цен на конкурирующие энергоносители (перекрестную эластичность).

Приведенные выше зарубежные оценки коэффициентов ценовой эластичности получены с помощью эконометрических моделей, требующих достаточно длинных рядов статистических (отчетных) данных и отражающих прошлый опыт. Следует отметить, что начинают появляться публикации (например, [69 и 70]), в которых построение эконометрических моделей и определение ценовой эластичности спроса на энергоносители основывается на обработке результатов прогнозных расчетов развития энергетики при разной динамике цен. Такой подход возможен, если для прогнозов используются оптимизационные модели, в которых сопоставляется экономическая эффективность применения разных энергоносителей у разных групп потребителей.

Приведенные в табл. 3.4 значения коэффициентов эластичности получены путем сопоставления энергопотребления в базовом сценарии развития энергетики США с вариантами, в которых цены на электроэнергию и газ были в 2 раза выше.

В России с развитием рыночных механизмов в экономике и энергетике реакция разных категорий потребителей на изменение стоимости энергоносителей будет все более ощутимой, а численные значения коэффициентов эластичности спроса от цены будут приближаться к характерным для развитых стран. В настоящее время имеющихся

статистических данных недостаточно для получения сколько-нибудь надежных значений коэффициентов ценовой эластичности спроса на топливо и энергию, пригодных для перспективных расчетов, а специфические российские условия допускают использование зарубежных оценок эластичности только в качестве очень грубого ориентира. Поэтому расчеты изменения спроса на энергоносители должны опираться на непосредственное сравнение экономической эффективности применения разных видов энергоносителей разными группами потребителей, учитывать социальные и экологические критерии и требования.

Таблица 3.4

Ценовая эластичность спроса в непроизводственной сфере США

Сектор	Энергоноситель	Краткосрочная			Долгосрочная
		Год 1	Год 2	Год 3	Год 25
Домашний	Электроэнергия	-0,12	-0,21	-0,24	-0,40
	Газ	-0,08	-0,14	-0,17	-0,28
Коммерческий	Электроэнергия	-0,12	-0,20	-0,25	-0,82
	Газ	-0,14	-0,24	-0,29	-0,45

Источник: [70].

3.4. Поэтапное прогнозирование цен и спроса на региональных энергетических рынках⁵

Особенность предлагаемого подхода (рис. 3.4) – совмещение оценки ценовой эластичности спроса на энергоносители с оптимизацией энерго- и топливоснабжения региона. При этом эластичность определяется отдельно для разных групп потребителей рассматриваемого региона (ТЭС, котельные, промышленные и бытовые установки, транспорт) с учетом так называемого «потребительского эффекта» – влияния вида и качества топлива на технико-экономические показатели потребителей.

⁵ Раздел написан при участии Е.В. Гальперовой и Д.Ю. Кононова.

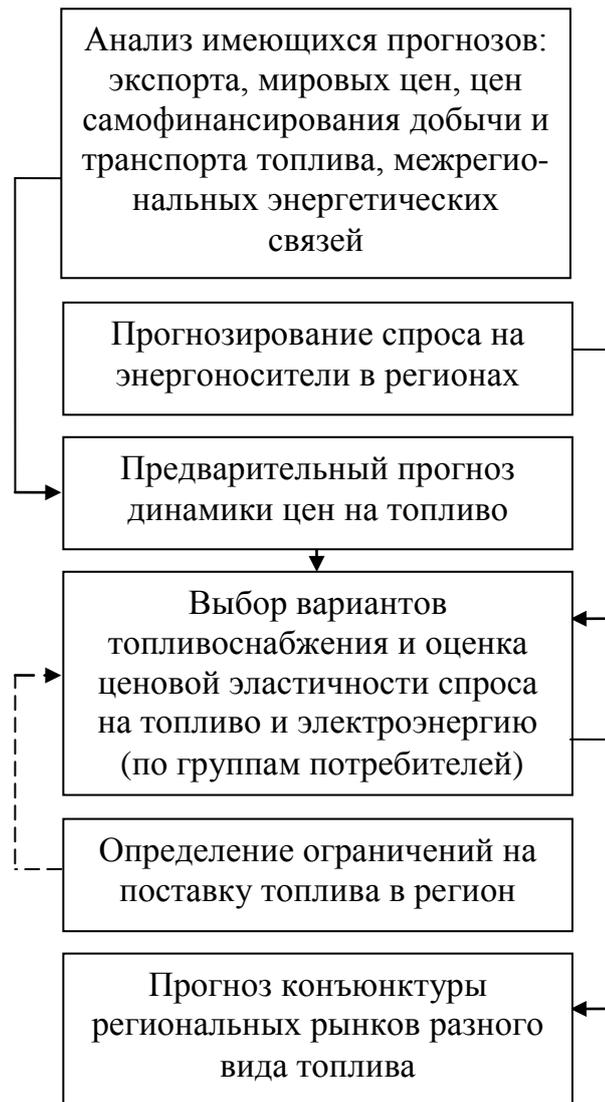


Рис. 3.4. Этапы прогнозирования конъюнктуры (цен и спроса) на региональных энергетических рынках.

Решаемая задача формулируется следующим образом: определить наиболее эффективный с точки зрения рассматриваемой группы потребителей вариант удовлетворения заданного спроса в регионе на энергоносители в ожидаемых условиях. При этом все основные исходные данные задаются интервалами с разным характером распределения их вероятных значений внутри этих интервалов.

Для уменьшения количества итераций и корректного учета неоднозначности используемой информации целесообразно уделить особое

внимание тем укрупненным регионам, где неопределенность условий электро- и топливоснабжения в рассматриваемой перспективе наиболее высокая.

Выбор топлива в прогнозных расчетах ТЭК регионов взаимосвязан с выбором структуры, размещения и технологий новых производственных мощностей. Поэтому задача оценки потребностей в том или ином топливе, например, для новых электростанций или котельных в рассматриваемом регионе должна решаться одновременно с оптимизацией структуры генерирующих мощностей. Методы решения такого рода задач известны. Трудности возникают, если велико количество исходных данных, задаваемых интервалами своих возможных значений, а о характере вероятностного их распределения внутри этих интервалов нет однозначной гипотезы. К тому же требуется из множества решений, получаемых с помощью оптимизационных детерминированных моделей, выделить наиболее устойчивое к изменению условий (цен, спроса, технологий и др.).

Методический подход к преодолению этих трудностей при решении задачи выбора вариантов топливоснабжения, целесообразного и возможного ввода новых мощностей в системах энергоснабжения в условиях интервальной неопределенности реализован в моделях энергоснабжения отдельных групп потребителей МИСС (Модель Имитационная Стохастическая Статическая). Они объединены в единый вычислительный комплекс (рис. 3.5)⁶.

Особенностью входящих в комплекс моделей является совместное использование методов оптимизации и статистических испытаний (метод Монте-Карло). Первый – для выбора рациональной структуры топливоснабжения потребителей, второй – для учета неопределенности будущих условий. Еще одна специфическая черта моделей МИСС – задание исходных технико-экономических, ценовых и других показателей и ограничений в виде интервалов их возможных значений.

⁶ Программная реализация моделей МИСС осуществлена к.т.н. В.Н. Тыртышным.



Рис. 3.5. Модельно-программный комплекс для прогноза ценовой эластичности спроса на топливо на региональных рынках.

При генерации возможных комбинаций значений исходных данных, отражающих возможные условия финансирования и функционирования рассматриваемого проекта, используется формула бета-распределения:

$$F_x(a, b, \alpha, \beta) = (x - a)^{\alpha-1} (b - x)^{\beta-1} / B(a, b, \alpha, \beta),$$

где $B(a, b, \alpha, \beta) = \int_a^b (x - a)^{\alpha-1} (b - x)^{\beta-1} dx$; a, b – границы диапазона неопределенности; $\alpha, \beta > 0$ – числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона. Вариация параметров α и β позволяет генерировать случайные величины с самыми разными типами статистических распределений (равномерным, нормальным, логнормальным, показательным и т.д.).

Процесс имитации осуществляется таким образом, чтобы случайный выбор значений из определенных вероятностных распределений не нарушал

существования известных или предполагаемых отношений корреляции среди переменных.

Применительно к определению потребности в топливе новых электростанций в рассматриваемой перспективе в данном регионе или энергосистеме основными искомыми переменными в упрощенной модели (МИСС-ЭЛ) являются: мощности новых электростанций, годовая выработка электроэнергии, потребление разных видов топлива. При этом учитываются ограничения (в виде верхней и нижней границы): на возможный ввод мощности каждой категории электростанций, поставку отдельных видов топлива в регион и их цену, экспорт и импорт электроэнергии. Заданная интервально потребность в электроэнергии должна быть удовлетворена наиболее эффективным способом (например, по критерию минимальной стоимости электроэнергии).

Результаты имитационных расчетов агрегируются, строятся зависимости искомых показателей от изменения условий топливоснабжения, выявляются наиболее эффективные и устойчивые решения, а также вероятностные характеристики основных искомых показателей. Важный итог исследований разных сценариев – построение в вероятностной форме ценовой эластичности спроса на топливо данной группы потребителей.

Обобщение результатов расчетов, выполненных для разных групп потребителей (с обязательным выделением новых электростанций и крупных котельных), позволяет определить суммарный спрос на отдельные виды топлива в данном регионе в виде зависимости от цены.

Экспериментальные расчеты показали заметное влияние на эту зависимость характера неопределенности исходных данных. Это, в частности, демонстрируют результаты, полученные для ожидаемых условий топливоснабжения новых котельных в разных регионах страны (табл. 3.5) и новых электростанций (табл. 3.6).

При прогнозировании конъюнктуры на региональных энергетических рынках важной исходной информацией являются максимально возможные

объемы поставок в данный регион в рассматриваемый период отдельных энергоносителей. Это прежде всего относится к доступным объемам газа, поступающего в регион по магистральным газопроводам.

Т а б л и ц а 3.5

Зависимость коэффициентов ценовой эластичности спроса на газ для новых котельных от региона и характера неопределенности исходных данных

Регион	Полная неопределенность	Нормальное распределение	Детерминированное решение
Европейская часть России	-0,67	-0,61	-0,13
Восточная Сибирь	-0,50	-0,49	-0,30
Дальний Восток (южная часть)	-0,58	-0,41	-0,20

П р и м е ч а н и е. В таблице приведены результаты расчетов для предполагаемых условий в 2020 г.

Источник: [71].

Изолированное рассмотрение территории не позволяет в должной мере учесть ограничения на поставку в данный регион газа или других видов топлива из месторождений общероссийского значения или ориентированных на экспорт. Эти ограничения определяются общим балансом топлива, возможностями увеличения добычи и транспорта, эффективностью и инвестиционными рисками разных вариантов для поставщиков (энергетических компаний).

Задача оценки возможных и эффективных межрегиональных энергетических связей и поставок топлива и энергии в регионы решается в первую очередь на уровне ТЭК страны. Учитывая неизбежную неоднозначность решений, для уточнения ограничений на доступные ресурсы топлива из конкретных месторождений в данном регионе в отдельных случаях можно использовать специальные оптимизационные стохастические модели поставщиков, в которых рациональная стратегия поставок определяется с учетом выявленной на предыдущем этапе расчетов области возможного спроса

Т а б л и ц а 3.6

Влияние характера неопределенности исходных данных и стоимости топлива на потребности в нем новых электростанций

Показатель	Интервальная (полная) неопределенность		Нормальное распределение данных	
	Дешевое топливо	Дорогое топливо	Дешевое топливо	Дорогое топливо
Цена на топливо, дол./т у.т.				
газ	120–135	158–175	132	165
уголь	73–79	81–91	74	87
Потребность в топливе, тыс. т у.т.				
газ	1850–2060	1420–1640	2030	1540
уголь	2750–2860	3140–3250	2760	3210
Доля вводимой мощности, %				
газовых ЭС	44–47	34–38	47	36
угольных ЭС	53–55	61–62	53	62

П р и м е ч а н и е. В таблице приведены результаты расчетов на модели МИСС-ЭЛ для предполагаемых условий среднегодового ввода электростанций в европейской части страны в 2020–2025 гг.

и цен в разных регионах. Задача решается на максимум прибыли компании-поставщика с учетом интервальной неопределенности добычи, затрат на нее и на транспорт, ценовой эластичности спроса в регионах⁷.

После уточнения ограничений на поставку в данный регион того или иного топлива повторяются расчеты стохастических моделей потребителей.

Предлагаемый методический подход к поэтапному решению задачи прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков требует развития. Особенно важно найти рациональный способ оценки исходных данных и правильного учета прогноза спроса и цен в регионах на разных иерархических уровнях. Представляется целесообразным включение блока «Региональные энергетические рынки» в общую схему прогнозных исследований ТЭК (см. рис. 2.4). При этом информация, поступающая в ходе итерационных расчетов из этого блока в модели разных уровней, должна содержать оценки ценовой эластичности спроса на топливо и энергию в регионах.

⁷ Компьютерная программа для решения такой задачи разработана к.т.н. В.Н. Тыртышным.

Глава 4. ОЦЕНКА И УЧЕТ ФАКТОРОВ И БАРЬЕРОВ, ОГРАНИЧИВАЮЩИХ ОБЛАСТЬ ВОЗМОЖНОГО РАЗВИТИЯ ТЭК

При прогнозных исследованиях ТЭК приходится рассматривать множество вариантов его развития, увязывая их со сценариями роста экономики страны, масштабами и структурой экспорта и импорта, предполагаемыми изменениями в ценовой и налоговой политике, в методах управления. Очевидно, что на каждом временном интервале возможные темпы роста отраслей ТЭК и скорость структурных изменений в них ограничены и не всякий спрос на энергоносители может быть удовлетворен.

Высокая капиталоемкость и инерционность отраслей ТЭК заставляет уделять особое внимание анализу их возможности обеспечить ускорение развития экономики России, рост энергопотребления или значительное увеличение экспорта энергоресурсов. Тормозом может стать недостаток времени или материальных, финансовых и трудовых ресурсов, необходимых для ввода мощностей не только в самом ТЭК, но и в обеспечивающих его отраслях. Возможность привлечения этих ресурсов для своевременного развития энергетики и сопряженных производств определяется совокупностью многих факторов, включая цены на энергоносители, конъюнктуру на энергетических рынках, государственную политику, возможность и эффективность импорта продукции и технологий.

Приходится констатировать отсутствие в настоящее время удовлетворительного общепризнанного методического подхода к определению реализуемости рассматриваемых вариантов долгосрочного развития ТЭК, к комплексной количественной оценке барьеров, ограничивающих в конкретных условиях темпы и структурные изменения в системах энергетики.

Ниже делается попытка разработать версию концепции барьеров в ТЭК, выделить основные задачи и проблемы исследований и наметить подходы к их решению.

4.1. Классификация ограничений и барьеров, сдерживающих развитие ТЭК

Под *барьерами* понимаются возможные объективные препятствия для развития систем энергетики в ожидаемых условиях рассматриваемого периода. Они определяются путем сопоставления требований к развитию ТЭК и возможностей их удовлетворения. Количественные оценки барьеров могут служить ограничениями в экономико-математических моделях, используемых при прогнозных расчетах.

Чем выше иерархический уровень, тем сложнее представляющие его системы и тем значительнее их инерционность. А также больше трудности в преодолении барьеров, возникающих при ускорении развития или при необходимости изменения структуры таких систем.

По причинам возникновения и по характеру проявления барьеры, которые приходится учитывать при прогнозировании, можно разделить на следующие основные группы:

- временные – ограничения по срокам ввода новых мощностей в ТЭК из-за недостатка времени на их проектирование, строительство и освоение;
- финансовые (инвестиционные) – недостаток денежных средств для капиталовложений;
- ресурсные – дефицит необходимых материальных, трудовых и подготовленных к освоению природных ресурсов;
- технологические – невозможность обеспечения требуемого развития новыми технологиями и оборудованием в рассматриваемый период;
- ценовые – неприемлемо низкие для отдельных производителей или слишком высокие для потребителей цены, препятствующие их экономическому благополучию;

- конъюнктурно-сбытовые (маркетинговые) – ограничения по спросу на конкретные энергоресурсы на внутренних и внешних рынках;
- экологические – жесткие требования по защите окружающей среды;
- политические и административные – ограничения, накладываемые на развитие ТЭК требованиями энергетической и национальной безопасности, а также государственной политикой;
- барьеры, затрудняющие правильные оценки и принятие эффективных стратегических решений из-за неопределенности будущих условий и рисков.

К барьерам можно отнести неудовлетворительное состояние свойств системы таких, например, как гибкость и надежность.

Барьеры можно группировать и характеризовать и по другим признакам: по значимости (основные, второстепенные); по жесткости (непреодолимые, преодолимые при определенных условиях); по времени возможного возникновения и продолжительности действия (краткосрочные, среднесрочные, долгосрочные); по структуре, комплексности (непосредственные, опосредованные, простые, сложные).

К сложным (комплексным) можно отнести барьеры, определяемые свойствами рассматриваемой системы. В первую очередь это относится к инерционности и адаптивности. Несоответствие этих свойств новым требованиям может препятствовать должному развитию системы.

Перечень барьеров можно дополнять, а их состав менять в зависимости от решаемой задачи и рассматриваемого иерархического уровня. При этом целесообразно различать внешние по отношению к данному уровню (системе) и внутренние ограничения и барьеры (табл. 4.1).

Из внутренних ограничений одними из наиболее существенных являются **временные барьеры**, обусловленные инерционностью развития систем энергетики.

Ограничения развития ТЭК на разных иерархических уровнях

Уровень иерархии	Ограничения	
	Внутренние	Внешние
Компании, бизнес	Имеющийся производственный потенциал (фонды, технологии, трудовые ресурсы, запасы). Финансовые ресурсы. Эффективность проектов и инвестиционные риски. Сроки строительства и модернизации	Спрос на продукцию компании, рыночные цены, возможность экспорта и импорта, конкуренция, инфраструктурные ограничения, директивные требования
Отраслевые системы	Масштабы и сроки возможного развития месторождений и ввода мощностей. Доступные капиталовложения. Наличие и пропускные способности основных транспортных связей. Ограничения на развитие отдельных компаний (на ввод мощностей по регионам).	Величины и режимы спроса на продукцию отрасли, возможности ее экспорта, рыночные цены, директивные требования, задания и нормативы
ТЭК регионов	Разведанные запасы ТЭР, сроки и масштабы ввода мощностей в электроэнергетике, топливной промышленности на территории региона	Спрос на топливо и энергию, цены. Межрегиональные энергетические связи. Экологические и социальные требования
ТЭК страны	Масштабы и сроки развития крупных топливных баз, возможный ввод мощностей в электроэнергетике и топливной промышленности	Спрос на энергоносители, границы возможного экспорта и импорта продукции ТЭК, цены на внешних и внутренних энергетических рынках, индикаторы национальной и энергетической безопасности, ограничения на CO ₂

П р и м е ч а н и е. В таблице представлены основные ограничения, учитываемые при формировании, оценке и выборе вариантов долгосрочного развития.

Высокая капиталоемкость топливной промышленности и электроэнергетики, их тесные производственные связи с машиностроением, металлургией и другими отраслями промышленности, с транспортом и строительным комплексом, а также значительные затраты времени на сооружение энергетических объектов, создание инфраструктуры и упреждающее развитие сопряженных производств (рис. 4.1) – все это порождает большую инерционность топливно-энергетического комплекса.

Она проявляется, в частности, в невозможности за короткий срок резко увеличить объемы производства, изменить состав мощностей в отдельных отраслях ТЭК и структуру энергетического баланса страны.



Рис. 4.1. Факторы, влияющие на сроки освоения новых топливно-энергетических баз.

Свойству инерционности и методическим подходам к его оценке и учету в прогнозах ниже посвящен специальный раздел.

Помимо временных барьеров, серьезным препятствием для ускорения развития, модернизации производства и ввода новых мощностей являются **инвестиционные и ресурсные барьеры.**

Оценка необходимых капиталовложений, а также специализированного оборудования и материалов, трудовых ресурсов нужной квалификации требуется при формировании вариантов развития как отдельных компаний, так и целых отраслей. Такая оценка не представляет особых трудностей при наличии проектов, нормативных материалов, использовании прошлого опыта и аналогий. Значительно сложнее оценить возможность обеспечить потребности в финансовых и материальных ресурсах, особенно если рассматривается отдаленная перспектива и прогнозируется развитие не отдельной компании, а целой отрасли. В этих условиях даже ориентировочная количественная оценка инвестиционных и ресурсных барьеров приобретает особое значение.

Инвестиционные барьеры связаны с **ценовыми барьерами**, поскольку финансовые ресурсы для инвестиций в значительной степени зависят от прибыли.

На энергетических рынках цены формируются под влиянием конкуренции между поставщиками, балансируя спрос и предложение. Для отдельных энергетических компаний и предприятий-поставщиков рыночные цены становятся барьером, если они оказываются ниже цен самофинансирования (минимально допустимых цен предложения, ниже которых производство и продажа топлива или энергии становятся нерентабельными).

Ценовой барьер на данный энергоноситель для потребителей возникает в случае, когда предполагаемая цена неприемлема по экономическим или иным соображениям и есть возможность найти альтернативное решение.

Недостаточный спрос на внутренних и внешних энергетических рынках в рассматриваемой перспективе может стать серьезным препятствием – **барьером по условиям спроса** – на пути освоения новых топливных баз или сооружения новых электростанций.

Оценка минимально необходимого для нормального функционирования действующих, строящихся и планируемых энергетических объектов спроса на топливо и энергию является весьма важной задачей при исследовании

возможных барьеров в ТЭК. Еще более важная и значительно более сложная задача – определение верхней границы допустимого роста спроса, превышение которой может вызвать дефицит энергоносителей в рассматриваемом периоде или чрезмерное повышение цен на топливо и энергию.

Большая неопределенность будущего спроса и цен на энергоносители и значений других исходных показателей вызывает сложности при оценке доходности намечаемых проектов и особенно при оценке экономической эффективности вариантов развития отраслевых и региональных систем энергетики. Чем значительнее неопределенность, тем выше инвестиционные риски и тем ниже вероятность обеспечения предполагаемого ввода новых производственных мощностей необходимыми финансовыми и другими ресурсами. Неблагоприятное для инвесторов сочетание таких факторов, как неопределенность, риски, недостаточная эффективность, лимиты времени, может стать серьезным **барьером на ввод мощностей** в отраслях ТЭК. Правильная количественная оценка такого комплексного барьера – одна из важных задач прогнозных исследований.

4.2. Барьеры, обусловленные инерционностью развития ТЭК

Инерционность является объективным свойством больших развивающихся систем. Учет этого свойства – необходимое условие обоснованности прогнозов. Важность исследований возможных количественных проявлений инерционности в меняющихся условиях развития энергетики отражена в работах акад. Л.А. Мелентьева. Он определял *инерционность* как способность систем противостоять внешним и внутренним воздействиям, имеющим цель изменить ее ранее намеченное движение (развитие) [45], и включал свойство инерционности в свойство гибкости как ограничивающее последнее. Под *гибкостью* же понимается способность системы с необходимой скоростью изменить свою стратегию для обеспечения нормального развития и функционирования при возможных возмущениях.

Экономическую инерцию можно, по-видимому, характеризовать и усилиями, необходимыми для изменения траектории (темпов, структуры, пропорций) развития данной экономической системы. Эти усилия применительно к системам энергетики отражаются в таких показателях, как:

1) полные (прямые и косвенные) капиталовложения или полные затраты трудовых и других ресурсов в национальной экономике на производство и потребление дополнительной единицы (млн т у.т.) данного энергоресурса с учетом затрат на развитие сопряженных отраслей, производственной и социальной инфраструктуры;

2) время, требуемое для освоения всех этих капиталовложений и реализации всех обеспечивающих мероприятий (включая проектно-изыскательские работы, обустройство территории и т.д.);

3) максимальный прирост производства данного энергоресурса, который может быть получен через n лет на каждый миллиард рублей дополнительных капиталовложений.

Последний показатель является комплексным, производным от первых двух. Количественная оценка всех этих показателей, представление их в виде функциональных зависимостей, дает возможность сопоставить и ранжировать разные топливно-энергетические базы и альтернативные источники энергии по их инерционности.

Для характеристики сравнительной инерционности развития целых отраслей можно использовать два взаимодополняющих показателя: а) минимальный срок, необходимый для увеличения темпов прироста продукции данной отрасли на один процентный пункт или ее доли в валовой продукции промышленности на 1 %; б) требуемые для этого дополнительные затраты народнохозяйственных ресурсов.

Если капиталовложения рассматривать как основной фактор, вызывающий изменение структуры или темпов развития, то полную капиталоемкость можно по физической аналогии отождествлять с массой,

характеризующей инерцию данной системы. Чем больше этот показатель, тем выше ее инерционность.

Собственная инерционность ТЭК и его подсистем складывается из инерционности новых топливно-энергетических баз и новых энергетических объектов и технологий, развитие которых определяет его перспективную структуру.

Очевидно, что на инерционные характеристики развития новых топливно-энергетических баз, помимо присущих данному энергетическому производству особенностей, влияют также и региональные особенности: природно-климатические условия, освоенность территории, удаленность от возможных поставщиков и потребителей, мощность строительной базы, трудовой баланс района и т.д. Чем менее благоприятны региональные условия, тем выше требуемые прямые и сопряженные капиталовложения на реализацию программы.

Из внешних условий, влияющих на инерционность ТЭК, основную роль играют уровень развития сопряженных отраслей и время, необходимое для производства оборудования и материалов с целью увеличения добычи, преобразования и транспорта энергоресурсов. Реализация крупномасштабных проектов в электроэнергетике и освоение новых топливных баз могут потребовать упреждающего ввода мощностей в энергетическом машиностроении, металлургии, строительстве и других обслуживающих ТЭК отраслях и производствах. Чем выше темпы развития отраслей ТЭК, тем, в общем случае, большее количество производств вовлекается в его обеспечение и тем значительней роль дальних уровней сопряжения. Расчеты показывают, что дополнительные (сопряженные) капиталовложения в эти производства и их заблаговременность нелинейно растут с ускорением развития ТЭК (рис. 4.2).

Ограничения по возможным срокам ввода мощностей в ТЭК обусловлены прежде всего временем на выполнение проектных работ и сооружение основных объектов (временные барьеры первого уровня).

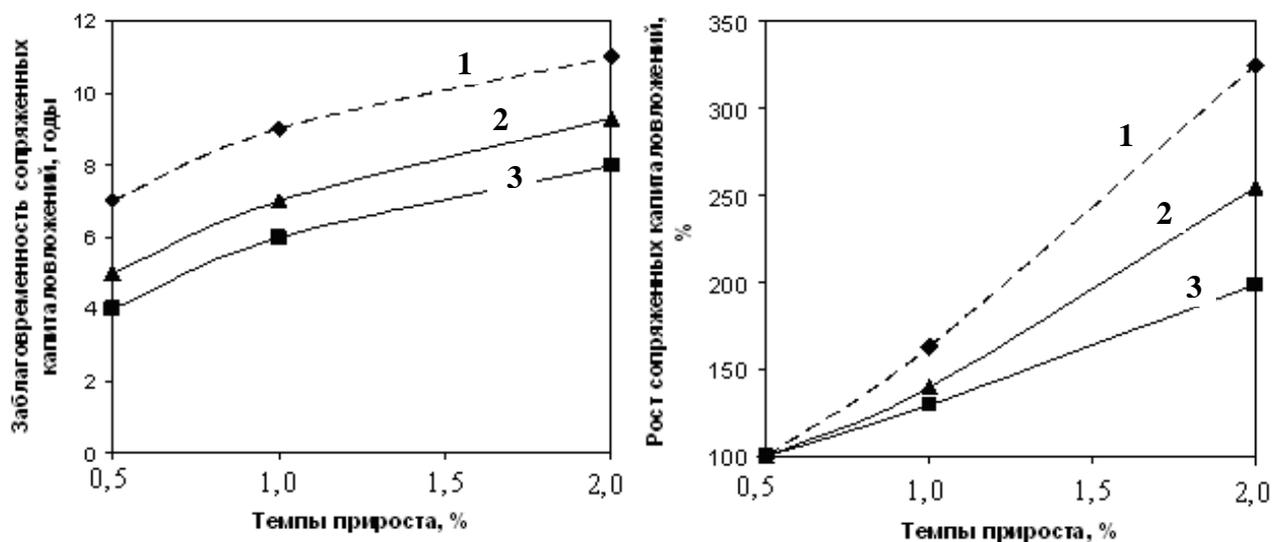


Рис. 4.2. Характер влияния увеличения темпов прироста производства энергоносителей на увеличение времени и на необходимые для этого капиталовложения на развитие сопряженных отраслей (без учета дополнительного импорта оборудования и материалов).

1 – электроэнергия; 2 – газ; 3 – уголь.

Источник: расчеты автора.

Их оценка облегчается наличием инвестиционных проектов в энергетических компаниях. При их отсутствии приходится использовать экспертные оценки, имеющиеся аналоги и нормативные сроки строительства. Полезными могут быть эмпирические зависимости, связывающие сроки строительства (t) с объемом требуемых капиталовложений (I):

$$t = \alpha I^\beta.$$

Такую зависимость получил Р.М. Меркин [72], обрабатывая большое количество данных по крупным американским предприятиям при следующих значениях эмпирических коэффициентов: $\alpha = 2,4$; $\beta = 0,2$ (если t выражается в месяцах, а I – в тысячах долларов).

Нелинейный рост времени на строительство с увеличением требуемых капиталовложений подтверждают и графики, изображенные на рис. 4.3, построенные с использованием американских и российских данных о капиталоемкости (в ценах 2009 г.) и сроках сооружения электростанций разного типа.

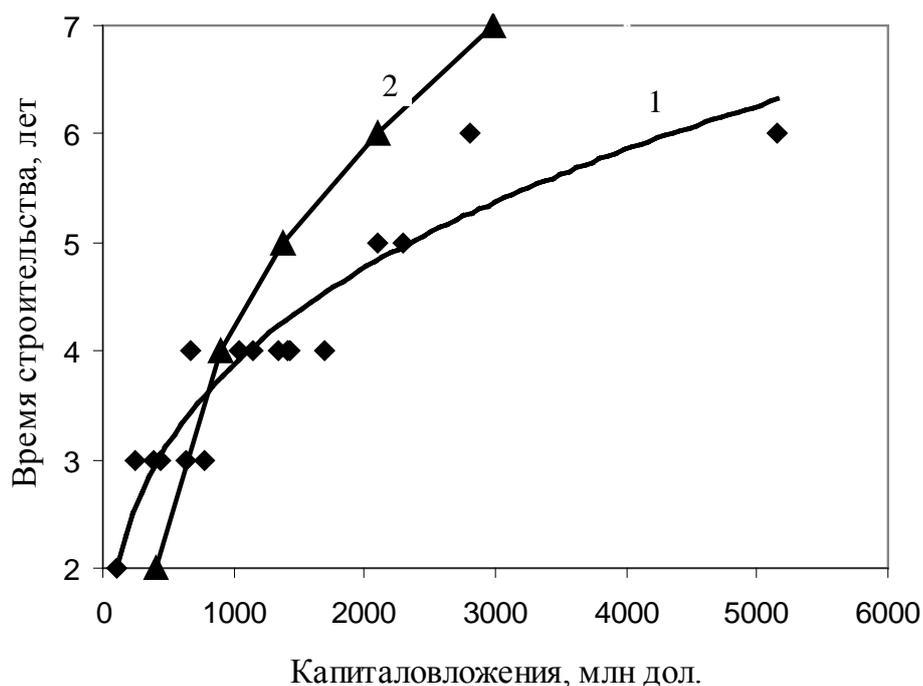


Рис. 4.3. Влияние стоимости строительства электростанций на время, требуемое для их сооружения.

1 – в США; 2 – в России.

Источники: расчеты автора с использованием [49,73].

Инерционность развития ТЭК связана с инерционностью экономики в целом. Чем выше ее способность маневрировать финансовыми и трудовыми ресурсами, менять свою отраслевую структуру, быстро реагировать на меняющуюся ситуацию и конъюнктуру на внешних рынках, тем легче обеспечить необходимые изменения в ТЭК и в сопряженных с ним отраслях. В свою очередь, энергетика, снижая свою инерционность, повышает гибкость экономики.

Из сказанного следует, что для правильной оценки инерционности развития ТЭК его надо рассматривать в увязке со всей экономикой, а при анализе инерционности развития отдельных топливно-энергетических баз не обойтись без рассмотрения их роли в ТЭК страны.

Пик исследований в СССР свойства инерционности и гибкости систем энергетики, отраженный в соответствующих публикациях [39,74–80], пришелся на 80-е годы прошлого века. Параллельно они проводились и в

Международном институте прикладного системного анализа (IIASA) [40,81]. В последние годы ощущается необходимость углубления и обновления представлений о свойстве инерционности систем энергетики и значимости временных барьеров в новых условиях развития ТЭК и экономики страны.

4.3. Методы и результаты исследования временных барьеров и инерционности систем энергетики⁸

Для исследования свойства инерционности еще в 1975 г. была разработана имитационная межотраслевая модель ИМПАКТ [78], описывающая процесс формирования во времени (от будущего к настоящему) разных уровней сопряжения рассматриваемого энергетического объекта с обеспечивающими его развитие производствами. Недостаток этой модели – неучет предполагаемого состояния экономики. В известной степени этот недостаток преодолевается в разработанной в ИСЭМ СО РАН системе моделей ИМПАКТ-2 (рис. 4.4). Ее компьютерная реализация включает три блока: ИНТЭК, ИНЭК и МИДЛ-2.

МИДЛ-2 – модернизация известной динамической оптимизационной макроэкономической модели МИДЛ [82], построенной на принципах межотраслевого баланса. Новая версия этой модели учитывает динамику развития экономики не по пятилеткам, а по годам рассматриваемого 30-летнего периода, учитывая производственные взаимосвязи между 29 отраслями национальной экономики, между производственной и непроизводственной сферами по потреблению товаров и услуг, а также инвестиционные и экспортно-импортные связи.

ИНТЭК – модель для оценки требуемой динамики прямых капиталовложений в сооружение новых энергетических объектов (включая соответствующую инфраструктуру) в рассматриваемом варианте. При этом учитываются нормативные сроки строительства и распределение затрат на

⁸ Раздел написан в соавторстве с Д.Ю. Кононовым.

оборудование и строительные-монтажные работы по годам, начиная с освоения территории до пуска объекта в эксплуатацию. Модель позволяет агрегировать некоторые показатели и представляет их в приемлемой форме для использования в макромоделе.

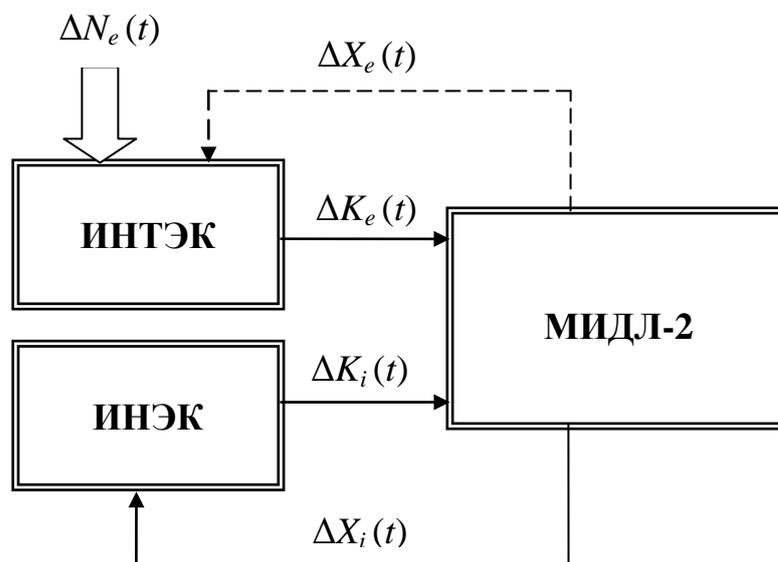


Рис. 4.4. Структура модели ИМПАКТ-2.

$\Delta N_e(t)$ – ввод мощностей в отраслях ТЭК; $\Delta X_e(t)$, $\Delta X_i(t)$, $\Delta K_e(t)$, $\Delta K_i(t)$ – дополнительное увеличение производства продукции и капиталовложений в ТЭК и сопряженных отраслях.

В ИНЭК определяется динамика капиталовложений в сопряженные отрасли и производства, требуемое развитие которых находится после решения МИДЛ-2.

Расчеты по ИМПАКТ-2 ведутся по следующей итеративной схеме в предположении, что задан базовый (умеренный и реализуемый) вариант развития экономики и ТЭК:

1. МИДЛ-2 настраивается на базовый вариант.
2. В ИНЭК по заданному варианту дополнительного ввода мощностей в ТЭК или в одной из его подсистем определяется динамика новых капиталовложений. Соответствующие дополнительные потребности в оборудовании и строительные-монтажные работы передаются в

МИДЛ-2 вместе с данными о требуемом увеличении производства продукции ТЭК в году T .

3. Решение МИДЛ-2 и сопоставление его с базовым вариантом позволяют определить требуемое дополнительное развитие сопряженных отраслей (первый уровень сопряжения), а также соответствующее увеличение спроса на энергоносители.
4. Эта информация ($\Delta X_i(t)$) передается в модель ИНЭК, где определяются требуемые дополнительные капиталовложения в сопряженные отрасли.
5. При значительном увеличении потребностей сопряженных отраслей в топливе и энергии в ИНЭК уточняются требуемые капиталовложения в ТЭК.
6. Результаты расчетов 4-го и 5-го этапов передаются в МИДЛ-2 для уточнения динамики требуемого дополнительного по сравнению с базовым вариантом развития экономики и определения дальних уровней сопряжения.

Варьируя задаваемый в МИДЛ-2 импорт продукции различных отраслей, можно оценить его влияние на инерционность, или, другими словами, на требуемую заблаговременность и масштабы развития сопряженных отраслей.

Представление о возможном влиянии на масштабы и сроки требуемого дополнительного развития разных отраслей экономики, увеличения производства электроэнергии и импорта оборудования дают приводимые ниже результаты расчетов на ИМПАКТ-2 условного примера. В качестве базового был принят сценарий развития экономики и энергетики России, при котором производство электроэнергии к 2030 г. достигнет около 1,5 трлн кВт·ч. Вариантно рассматривался рост этого производства в 2026–2030 гг. еще на 5 и 15 %.

Согласно расчетам, суммарные капиталовложения в развитие сопряженных отраслей при отсутствии импорта оборудования и материалов могут превосходить прямые инвестиции в электроэнергетику в 1,2 раза при

дополнительном приросте продукции электроэнергетики на 5 % и в 1,35 – при 15 % приросте. В структуре дополнительных сопряженных капиталовложений 36–39 % приходится на газовую промышленность и другие топливные отрасли, 15–22 % – на транспорт и связь, 12–19 % – на строительство, 2–6 % – на машиностроение, 2–3 % – на металлургию, 11–12 % – на другие отрасли.

Важно, что значительная часть сопряженных капиталовложений, требуемого увеличения потребности в промышленной продукции и услугах приходится на годы, предшествующие увеличению производства электроэнергии. Согласно расчетам, увеличение потребностей в промышленной продукции, строительно-монтажных работах, услугах транспорта и непромышленной сферы проявляется на 5–10 лет раньше требуемого 5 %-ного прироста производства электроэнергии и на 10–15 лет и более раньше, если этот прирост увеличивается до 15 %.

Заметное снижение инерционности дает импорт требуемого оборудования, который позволяет устранить дальние уровни сопряжения. Иллюстрацией этому могут служить данные табл. 4.2, отражающие результаты расчетов варианта увеличения прироста производства электроэнергии на 15 % при условии, что 60 % дополнительной по сравнению с базовым вариантом потребности в продукции машиностроения обеспечиваются в 2020–2030 гг. за счет импорта. Согласно расчетам дополнительная потребность в продукции всех сопряженных отраслей снижается на 34 %. При этом особенно значительно (на 50 % и более) уменьшается требуемое производство черных и цветных металлов и химической продукции. На 21–29 % падает грузооборот транспорта (без газопроводов) и спрос на нефтепродукты. Требуемое производство продукции машиностроения за весь период снижается больше, чем дополнительный импорт энергетического оборудования из-за уменьшения потребностей в сопряженных капиталовложениях. При этом уменьшается заблаговременность в начале инвестиционного процесса: в машиностроении примерно на 8–12 лет, в металлургии – на 5–10 лет, в других сопряженных отраслях – до 5 лет.

**Влияние импорта 60 % оборудования на снижение потребности в
продукции смежных отраслей и в сопряженных капиталовложениях**

Отрасль	Снижение, %	
	валовой продукции	капиталовложений
Машиностроение	79	75
Строительство	7	3
Нефтяная и нефтеперерабатывающая	21	15
Газовая	9	10
Угольная	8	1
Металлургия	54	50
Химическая	49	43
Строительные материалы	11	3
Транспорт	29	20
Прочие	25	20
В с е г о . . .	34	17

П р и м е ч а н и е. В таблице представлены результаты сравнения с условным вариантом максимального развития электроэнергетики без импорта энергетического оборудования.

Источник: расчеты автора для случая увеличения прироста производства электроэнергии на 15 % по сравнению с базовым вариантом.

4.4. Способы оценки инвестиционных барьеров в прогнозных исследованиях развития ТЭК

При формировании отраслевых программ и вариантов развития ТЭК важно правильно оценивать и учитывать возможные инвестиционные барьеры, ограничивающие ввод производственных мощностей и создающие угрозу дефицита энергоресурсов в рассматриваемой перспективе.

В оптимизационных моделях, используемых при определении возможных и рациональных вариантов развития ТЭК страны, эти барьеры могут задаваться как ограничения на объем капиталовложений. Очевидно, что их сколь угодно обоснованные значения нельзя определить, не имея разработанных на государственном уровне сценариев социально-экономического развития

страны, включающих представление об инвестиционной политике. На практике при формировании условий развития ТЭК и сценариев развития экономики приходится ориентироваться на тенденции в изменении доли ТЭК в общих капиталовложениях в производственную сферу с учетом задаваемых темпов роста ВВП и валовой продукции и предполагаемых изменений удельного веса в ней энергетики.

Большая условность непосредственных оценок ограничений на объемы капиталовложений в ТЭК заставляет искать опосредованные способы определения инвестиционных барьеров. Таким способом является имитация возможного поведения потенциальных инвесторов. Оно зависит от эффективности и рискованности проектов и программ, из которых формируется тот или иной вариант развития ТЭК и его отраслевых систем.

4.4.1. Методы оценки инвестиционных рисков проектов⁹

Учет неопределенности и рискованности является обязательным при оценке экономической (финансовой) эффективности инвестиционных проектов. Проект считается устойчивым, если при всех сценариях он оказывается эффективным и финансово реализуемым, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными организационно-экономическим механизмом проекта [83].

Для оценки устойчивости проекта в условиях неопределенности используются разные методы [84,85]. В их числе многовариантные расчеты эффективности при варьировании технико-экономических параметров и условий будущего функционирования проекта. При этом применяются статистические методы обработки результатов расчетов и по значению показателей дисперсии и коэффициентов вариации дается вероятностная оценка риска.

⁹ Раздел написан в соавторстве с В.И. Локтионовым.

Широкое распространение получил метод корректировки дисконта на величину поправки на риск. Так, Энергетическое информационное агентство США для оценки инвестиционных проектов электроэнергетических компаний принимает коэффициент дисконтирования, равный 10 % при рисковой его составляющей (risk premium) 7 %. В 1970-е и 1980-е годы рисковая надбавка была меньше – 4 %.

Определенной разновидностью метода корректировки нормы дисконтирования, по-видимому, можно считать подход, при котором величина чистой приведенной стоимости (*NPV*) рассчитывается с безрисковой нормой дисконтирования и затем умножается на заданный коэффициент риска (табл. 4.3).

Т а б л и ц а 4.3

Коэффициенты риска для разных категорий запасов нефти

Категория запасов	Коэффициент риска
Доказанные	
Разработанные в процессе добычи	
период эксплуатации > 5 лет	0,7
период эксплуатации < 5 лет	0,65
Разработанные, не эксплуатируемые	0,5
Вероятные	0,25
Возможные	0,10

П р и м е ч а н и е. На указанные величины коэффициентов риска корректируется оценка дисконтированного чистого дохода, рассчитанная с нормой 10 % без учета инфляции и роста цен на нефть и газ.

Источник: [86].

В [87] предлагается учитывать влияние рисков на экономическую эффективность проекта путем корректировки безрискового значения внутренней нормы доходности (*NPV*) по формуле

$$NPV' = NPV - \beta \sum_{i=0}^I X_i,$$

где X – абсолютное значение потерь от наступления рискованного события в моменты времени i ; $i \in [0, I]$; β – доля некомпенсированных потерь.

В международной практике широко используются методы расчета критических точек проекта, включающие определение «точки безубыточности» (break-even point analysis). Этот метод, с одной стороны, является простейшим способом оценки риска проекта, а с другой – одним из элементов финансовой информации, используемой при оценке эффективности инвестиционных проектов. При этом определяется минимально допустимый (критический) уровень производства (продаж), при котором проект остается безубыточным. Чем ниже этот уровень, тем более вероятно, что проект жизнеспособен в условиях сокращения рынков сбыта и, следовательно, тем ниже риск инвестора.

Следует отметить, что при наличии общепризнанных методов оценки эффективности инвестиционных проектов, «строгих» расчетных методов количественной оценки их рискованности нет. В основном риски оцениваются экспертно.

Так, при подготовке Генеральной схемы развития электроэнергетики в рамках прогнозной динамики на 2009–2020 гг. генерирующими компаниями было предложено оценить риски предполагаемых ими инвестиционных проектов. Каждому из видов риска присваивали определенный вес, а затем экспертно оценивали индивидуальные и интегральные меры риска. В числе шести учитываемых видов риска наибольший вес получили неопределенность в источниках финансирования (21 %) и необеспеченность топливом (19 %). Проекты с интегральным риском более 66 % относились к очень рискованным. Таких проектов из числа представленных энергокомпаниями оказалось 15 % за весь рассматриваемый период и 20 % – в 2010–2015 гг.

Очевидно, что выбор способов оценки рискованности того или иного проекта зависит от его масштабности и важности, а также от характера (качества) исходных данных.

Крупномасштабные инвестиционные проекты характеризуются большой продолжительностью сроков строительства и службы и через систему

обратных связей могут оказывать влияние на исходные показатели, принимаемые при оценке их эффективности. Часто эти показатели можно задать только в виде интервалов без представления о распределении вероятностей их значений внутри этих интервалов. Особенно большая неопределенность исходных данных (цен, спроса, капиталоемкости) характерна для крупномасштабных проектов в ТЭК, связанных с экспортом энергоносителей, импортом оборудования и зависящих от изменчивой конъюнктуры мировых рынков. В этом случае может быть полезным многоэтапный способ оценки рисков, описанный в [88].

На первом этапе определяется значение надбавки за риск (Δr_i) отдельно по каждому риск-формирующему фактору. Для этого прежде всего необходимо рассчитать уровень чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при минимальном и максимальном значении переменной при одинаковой ставке дисконтирования. Далее при расчете ЧДД при наиболее благоприятном варианте находится такое значение ставки дисконтирования, которое приравняло бы его значение к значению чистого дисконтированного дохода при наихудших условиях. Разница между этими двумя ставками дисконтирования отражает риск, связанный с данным риск-формирующим фактором (Δr_i).

При расчете Δr_i значения других переменных, влияющих на ЧДД, устанавливаются равными математическим ожиданиям (при наличии известных распределений вероятностей) или рассчитываются по известной формуле Гурвица (для интервально заданных переменных):

$$f = \lambda f_{max} + (1 - \lambda) f_{min},$$

где f_{max} , f_{min} – соответственно максимальное и минимальное значения переменной; λ – коэффициент «пессимизма–оптимизма», обычно принимаемый при отсутствии вероятностных характеристик равным 0,3.

На втором этапе рассчитывается суммарный показатель риска проекта (R), формируемый всеми переменными. Он представляет собой средневзвешенную сумму всех Δr_i :

$$R = \sum \gamma_i \Delta r_i ,$$

где γ_i – доля i -го фактора в формировании ЧДД.

На третьем этапе расчетов показатель риска R сопоставляется с экономической эффективностью проекта, измеряемой, например, рентабельностью инвестиций – отношением ЧДД к объему капиталовложений (PI). Для каждого конкурирующего проекта рассчитывается коэффициент PR (profit – risk), показывающий, какая доходность приходится на единицу риска для данного проекта:

$$PR = \frac{PI}{R} .$$

Этот коэффициент может служить важным показателем сравнительной экономической эффективности в условиях интервальной неопределенности исходных данных. Его недостаток – неучет разного отношения потенциального инвестора к риску. Обычно при большой ожидаемой прибыли склонность к риску увеличивается. Соответственно, непропорционально увеличивается приемлемое предельно допустимое значение показателя PR . Если есть представление о склонности потенциального инвестора к риску, то на заключительном этапе расчетов целесообразно построить кривую, показывающую предельно допустимое значение риска в зависимости от ожидаемой эффективности инвестиций. Положение точки, отражающей координаты показателей риска и доходности каждого из рассматриваемых вариантов относительно этой кривой, позволяет судить об их конкурентоспособности с учетом склонности инвестора к риску. Предпочтительным является вариант, чья точка на графике при одинаковых значениях PI дальше отстоит от кривой склонности к риску. Этому соответствует максимальное значение показателя, который можно назвать субъективной мерой риска:

$$CR = \frac{R'(PI) - R(PI)}{PI},$$

где $R(PI)$ – значение R для данного проекта с уровнем доходности PI ; $R'(PI)$ – значение R на кривой безразличия при уровне доходности PI .

Значение $R'(PI)$ отражает предельно допустимое с точки зрения инвестора значение риска для данной доходности PI .

Описанный методический подход был применен для сравнения альтернативных вариантов развития перспективного Ковыктинского газоконденсатного месторождения, экспорта и других возможностей использования газа [89].

4.4.2. Методические подходы к оценке рискованности и эффективности вариантов развития энергетических компаний и отраслей

Крупные энергетические компании, как и отрасли ТЭК, не могут ограничиваться риск-анализом отдельных проектов. Траектория «жизнедеятельности» отрасли (совокупность динамик, характеризующих финансовое состояние отрасли) должна быть предметом риск-анализа целиком на длительном интервале будущего развития, превышающем характерное время жизни конкретного инвестиционного проекта. При управлении развитием компании оценки риска снижения ее рыночной стоимости, рейтингов и угрозы банкротства важнее оценки прибыльности отдельных проектов.

Попытка количественной оценки и сравнения рискованности не только инвестиционных проектов, но и вариантов развития отраслей ТЭК отражена в табл. 4.4. Представленная в ней диаграмма рисков (по 10-балльной шкале) при разных уровнях спроса на внешних и внутренних рынках газа составлена при разработке Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 г. [90]. Следует отметить, что в этой работе, как и в аналогичных работах большинства проектных организаций, инвестиционные и другие риски определяются на основе мнений экспертов.

Диаграмма рисков развития газовой отрасли

Риски	Прогнозируемый спрос		
	Внутренний рынок – высокий, внешний – средний	Внутренний рынок – низкий, внешний – высокий	Внутренний рынок – средний, внешний – низкий
Значительное превышение темпов роста цен на основные материалы и ресурсы в газовой отрасли по сравнению с темпами роста цен на газ	4,8	6,2	3,7
Низкая эффективность геолого-разведочных работ в новых регионах	0,3	1,5	0,2
Невозможность обеспечения новыми технологиями и материально-техническими ресурсами в срок	6,5	7,0	2,0
Омертвление инвестиций в создание производственных мощностей в случае незапланированного падения объемов добычи газа	1,5	1,2	0,9
Отставание роста спроса на газ в России от запланированных темпов	9,8	2,0	6,0
Снижение темпов роста спроса на российский природный газ за рубежом	5,7	8,1	4,8
Неблагоприятная ценовая конъюнктура на экспортных рынках	4,2	7,3	3,7
Замедление процессов либерализации внутреннего газового рынка, продолжение политики искусственного занижения цен на природный газ	6,9	1,9	3,1

Примечание. Уровни риска (по 10-балльной шкале): высокий – обозначен черным цветом, средний – серым, низкий – белым.

Источник: [90].

Теоретические разработки по оценке инвестиционных рисков и принятия решений в ТЭК в условиях неопределенности, успешно развиваемые в СССР [91,92], не получили должного практического применения в плановой экономике. Да и за рубежом внимание к оценке рискованности вариантов развития энергетики усилилось только в последние 15–20 лет, сопровождаясь усложнением методического инструментария для прогнозных исследований.

В практике зарубежных электроэнергетических компаний для учета инвестиционных рисков применяется метод анализа, основанный на теории инвестиционных портфелей (Mean Variance Portfolio). Это метод оценки ожидаемой прибыли и риска не отдельных проектов, а совокупности строительства разных объектов (разных электростанций) при возможных изменениях спроса, производства и цен на рассматриваемом рынке.

В [93] описан двухэтапный подход к выбору рационального портфеля (структуры) генерирующих мощностей для обеспечения заданной перспективной потребности в электроэнергии (с учетом ценовой эластичности спроса) и графика нагрузки в условиях неопределенности.

Цель первого этапа – определение изменения спроса при изменении стоимости генерации при заданном коэффициенте эластичности. Изменение стоимости генерации определяется как разница между ее значением в базовом варианте и значениями, получаемыми методом Монте-Карло для каждого портфеля мощностей при возможном изменении задаваемых показателей. На втором – главном – этапе тоже с использованием метода Монте-Карло для каждой комбинации мощностей определяется стоимость генерации и ее вероятностные характеристики, отражающие инвестиционные риски. В ходе расчетов второго этапа учитывается влияние эластичности спроса на график нагрузки.

В России, как и за рубежом, растет интерес к методам оценки риска долгосрочных программ развития энергетических компаний и отраслей. Стали появляться и оригинальные отечественные разработки. Одна из них – разработанный в ИНЭИ РАН методический подход для риск-анализа сформированных производственно-инвестиционных программ развития отрасли [94]. Вычисления в имитационной системе организованы по методу Монте-Карло. Полученные для каждого случайного сочетания факторов риска оптимальные решения с их характеристиками эффективности программы развития отрасли статистически обрабатываются: по каждой характеристике определяются интервалы возможных значений, оценки среднего значения

величин и т.д. На основе количественного анализа характеристик функционирования отрасли на рассматриваемом интервале времени выбираются предпочтительные стратегии и дается оценка их риска. С помощью этого подхода в ИНЭИ РАН был проведен риск-анализ предложенной Газпромом программы расширения Единой системы газоснабжения в восточном направлении.

Глава 5. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ И ИНДИКАТОРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. Общая характеристика угроз и индикаторов энергетической безопасности

В [95] *угрозы энергетической безопасности (ЭБ)* определяются как совокупность внутренних экономических, социально-политических, техногенных, природных, управленческо-правовых, а также внешнеполитических и внешнеэкономических условий и факторов, создающих опасность ослабления энергетической безопасности. При этом в другой работе ЭБ трактуется как состояние защищенности личности, общества, государства, а также экономики от угрозы дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными ТЭР приемлемого (стандартного) качества и от угрозы нарушения бесперебойного энергоснабжения [96]. Близкое по смыслу определение энергетической безопасности используется и в зарубежных публикациях: адекватное безопасности энергоснабжение, обеспечивающее устойчивое функционирование и развитие экономики при приемлемых и стабильных ценах [97].

Проблемам удовлетворения требований энергетической безопасности при формировании стратегий развития энергетики уделяется большое внимание во всем мире. В России весомый вклад в разработку методологии и методов решения таких проблем внесли сотрудники ИСЭМ СО РАН. Результаты исследований нашли отражение в монографиях [98,99], в «Методических рекомендациях по оценке состояния энергетической безопасности Российской Федерации», «Методике мониторинга (оценки) состояния отечественной энергетики в части обеспечения энергетической безопасности страны и ее регионов», диссертациях и многочисленных статьях. В этих работах, в

частности, выделены взаимосвязанные задачи исследований проблем ЭБ (рис. 5.1).



Рис. 5.1. Взаимосвязь основных задач в общей схеме исследований энергетики для обеспечения энергетической безопасности.

Источник: [100].

Формализованные методы с применением экономико-математических моделей достаточно хорошо разработаны для оценки состояния ТЭК после реализации сценариев возмущения и возможных нештатных ситуаций, для рациональных способов выхода из таких ситуаций. При этом используется двухуровневая технология исследований [100].

Важно отметить, что сами угрозы ЭБ определяются, как правило, на основе экспертных оценок. Отсутствие удовлетворительных методов количественной оценки стратегических угроз негативно сказывается на качестве долгосрочных прогнозов.

Стратегические угрозы имеют системный характер и чреватые долговременным и масштабным сдерживанием темпов развития национальной экономики [98]. Перечень основных стратегических угроз, выделяемых в [98,101], приведен на рис. 5.2. Очевидно, что он не является исчерпывающим. Его можно и нужно уточнять и дополнять, учитывая меняющиеся внешние и внутренние условия развития энергетики страны и регионов. При этом важно различать постоянные и временные угрозы, основные и вторичные, угрозы функционированию (устойчивости) и развитию системы.

Одной из основных стратегических угроз является угроза дефицита мощностей – возможное отставание развития топливных баз, электроэнергетики и транспортной инфраструктуры от растущих потребностей в топливе и энергии. Дефицит может быть вызван инерционностью ТЭК, недостатком времени на сооружение энергетических объектов, развитие инфраструктуры и сопряженных производств, освоение новых территорий. Другим препятствием своевременному вводу требуемых мощностей могут стать ресурсные ограничения (финансовые, материальные, трудовые).

Серьезной стратегической угрозой, влияющей на национальную безопасность, может оказаться неблагоприятная для развития производственной и социальной сферы динамика цен на энергоносители. Причиной их роста могут быть: растущие затраты на ввод и эксплуатацию новых топливно-энергетических баз, выгодная для экспорта конъюнктура на мировых энергетических рынках, ошибки в ценовой и налоговой политике и другие факторы. Удорожание энергоносителей стимулирует энергосбережение, но этого может оказаться недостаточно для сдерживания инфляции, снижения конкурентоспособности и рентабельности некоторых энергоемких производств, поддержания желаемого роста уровня жизни населения.

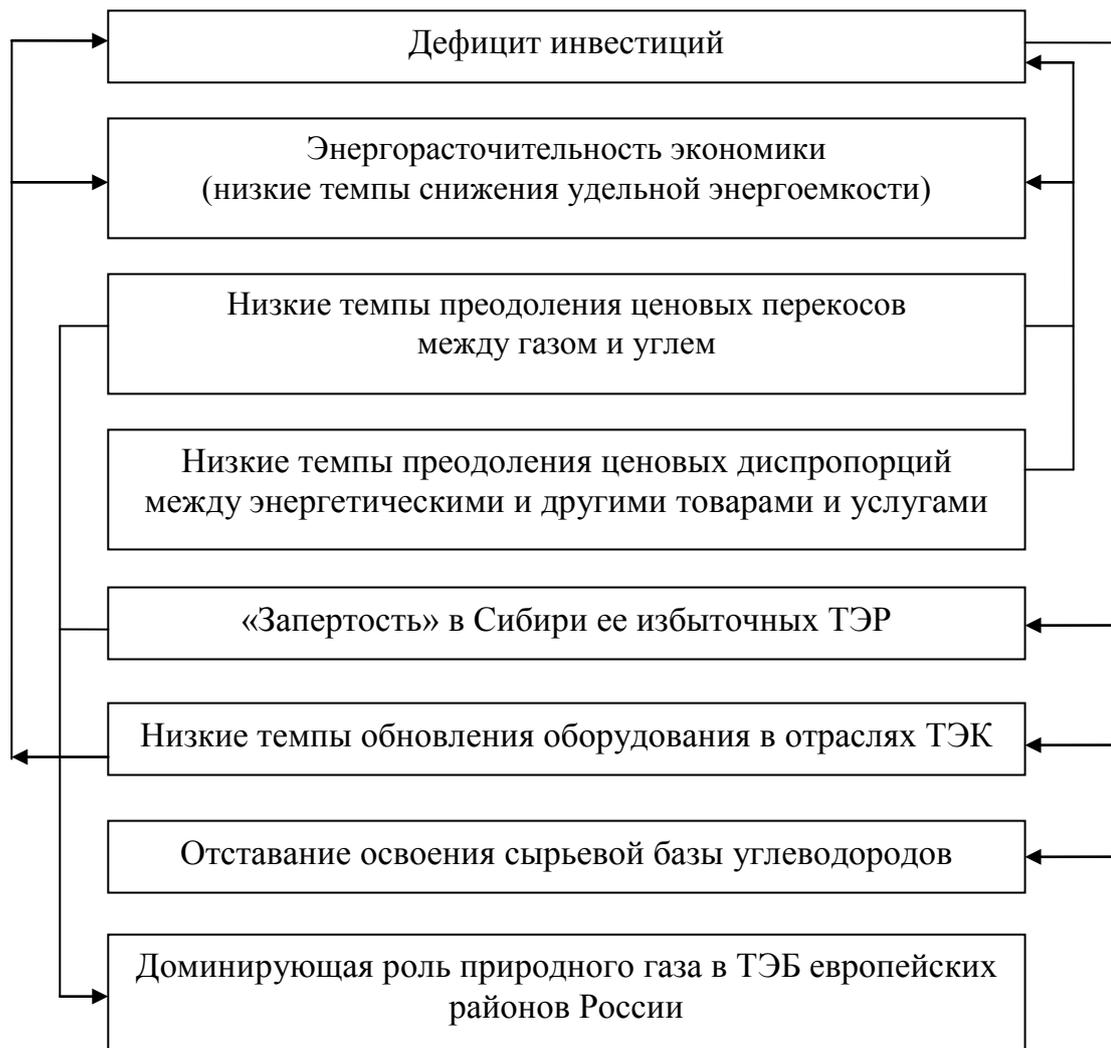


Рис. 5.2. Стратегические угрозы ЭБ России и их взаимосвязи.
Источник: [101].

Следует отметить, что большое внимание оценке влияния ценового фактора на энергетическую безопасность за рубежом стало уделяться после резкого увеличения мировых цен на нефть в 1979–1980 гг. В 1986 г. по указанию президента Рейгана несколькими университетами и правительственными организациями был проведен анализ энергетической и национальной безопасности, сфокусированный на оценке экономического ущерба от нефтяного шока. Исследования, в частности, показали, что повышение мировых цен на нефть на один процент может вызвать рост других цен на товары и услуги ориентировочно на 0,69 % и снижение ВВП США на 0,21 %.

Количественная оценка влияния изменения цен в ТЭК на макроэкономику, выявление эффективных возможностей своевременного демпфирования негативных последствий удорожания энергоносителей, поиск ценового компромисса интересов государства, производителей и потребителей топлива и энергии – важная и пока еще не решенная в должной мере методическая проблема прогнозных исследований.

Угрозы дефицита мощности и чрезмерного роста цен должны оцениваться с учетом их взаимозависимости и совместно с другими задачами исследований проблем ЭБ (рис. 5.3).

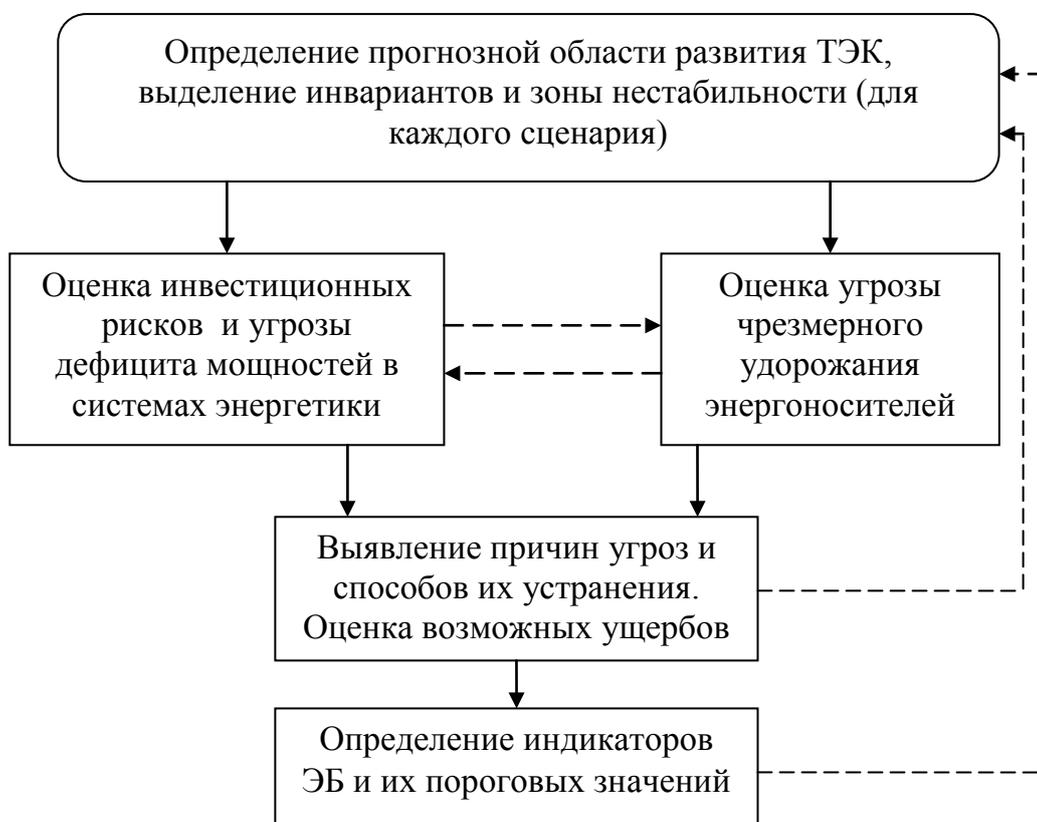


Рис. 5.3. Задачи, решаемые при исследовании и количественной оценке основных стратегических угроз.

Состояние ЭБ оценивается с помощью индикаторов. Под ними понимаются обобщенные показатели развития подсистем и объектов ТЭК, а также потребителей энергии, отобранные так, что в совокупности они достаточно полно характеризуют ситуацию с обеспечением

энергобезопасности, состав и характер угроз, глубину и территориальные рамки их реализации [98]. Их состав зависит от характера ожидаемых угроз, особенностей развития экономики и энергетики, рассматриваемой перспективы.

Большое внимание индикаторам ЭБ уделяется за рубежом [102–105].

Среди стран-импортеров важнейшими индикаторами энергетической безопасности являются: импортная зависимость от стран-поставщиков, индекс разнообразия топлива и энергии по видам и географическим источникам, цены на мировых рынках (прежде всего на нефть), истощение ресурсов.

Многие из используемых за рубежом агрегированных индикаторов энергетической безопасности конструируются на основе модификации известного индекса биологического разнообразия Шеннона.

Международное энергетическое агентство для измерения риска для страны чрезмерной зависимости от разных рынков топлива использует следующий агрегированный индикатор энергетической безопасности [102]:

$$ESI_{price} = \sum_f (\sum_i r_i S_{if}) C_f / TRES,$$

где S_{if} – доля поставщика i на рынке f ; r_i – рейтинг политического риска, присваиваемого стране i ; $C_f / TRES$ – доля топлива f в общем снабжении энергоресурсами.

Среди других используемых за рубежом индексов энергетической безопасности интерес представляет индикатор IMP_{tr} , показывающий процент от ВВП, который страна готова потратить для снижения риска перерыва в энергоснабжении:

$$IMP_{t,r} = A i_{t,r}^\alpha C_{t,r}^\beta E_{t,r}^\gamma,$$

где i – доля в импорте топлива; C – доля топлива в общем энергопотреблении; E – энергоемкость; A – константа, характерная для каждого региона; α, β, γ – коэффициенты (равные соответственно 1,1, 1,2, 1,3), отражающие нелинейный рост риска.

Для российских условий широкий список индикаторов ЭБ представлен в [98]. Среди них: отношение прироста разведанных запасов углеводородов к их добыче; доля оборудования, вырабатывающего свой ресурс; коэффициент обновления основных производственных фондов; коэффициент диверсификации приходной части энергетического баланса; соотношение экспорта и добычи топлива. В [106] приводится список индикаторов ЭБ регионального уровня. Они сгруппированы в три блока: производственной и ресурсной обеспеченности системы энергоснабжения, надежности энергоснабжения регионов, состояния основных производственных фондов, а также по видам угроз: внутренние экономические, социально-политические, природные и технические.

Как и угрозы энергетической безопасности, индикаторы можно разделить на характеризующие текущее состояние ЭБ и на пригодные для прогнозных оценок стратегических угроз. Серьезность этих угроз определяется сопоставлением численных значений индикаторов ЭБ с их пороговыми значениями. При этом различают три состояния энергетической безопасности (три значения индикаторов): приемлемое, предкризисное и кризисное [101].

Энергетическая безопасность является основой обеспечения экономической безопасности государства, важнейшим фактором его функционирования и развития.

В 1998 г. Министерство экономики РФ предложило 154 показателя состояния экономики. В качестве базовых Институтом экономики РАН предложено принять 45 показателей экономической безопасности [107], по которым устанавливаются пороговые значения:

- показатели, характеризующие общий экономический потенциал и способность экономики к устойчивому развитию (объем ВВП, объем валовой промышленной продукции, валовой сбор зерна, доля в ВВП затрат на оборону и науку и т.д.);
- показатели устойчивости финансовой системы, предупреждающие о вероятности наступления кризисных ситуаций в бюджетной и денежно-

кредитной сферах (дефицит федерального бюджета, доля валютной составляющей в процентах к рублевой денежной массе, объем внутреннего и внешнего государственного долга и т.д.);

- показатели уровня жизни населения, призванные определить границы, выход за которые угрожает социальной и политической стабильности (уровень безработицы, доля лиц с денежными доходами ниже прожиточного минимума, децильный коэффициент и др.);

- показатели, характеризующие внешнеэкономическую безопасность (доля товарных ресурсов, поступивших по импорту в общем объеме товарных ресурсов и др.).

Для оценки и измерения экономической и энергетической безопасности в настоящее время используются различные методы: метод анализа и обработки сценариев; оптимизации; экспертных оценок; теоретико-игровые методы; метод теории нечетких систем; многомерного статистического анализа и др. Но, несмотря на разнообразие подходов, пока что не существует общепризнанных и нашедших универсальное применение методов расчета экономической безопасности.

Основными методологическими недостатками существующих систем индикаторов и показателей экономической безопасности являются [108]: во-первых, эмпирический подход, упор на статистические взаимосвязи в ущерб причинно-следственным зависимостям в экономике; во-вторых, субъективизм в отборе показателей, в результате чего индикаторы рассыпаются в мозаику, не дающую целостной картины; в-третьих, статическая интерпретация экономических явлений в отрыве от их динамической составляющей, что находит свое выражение в предлагаемых индикаторах и показателях; в-четвертых, отсутствие каких бы то ни было предложений по оценке ущерба (урона, убытка), который неминуемо наносится экономической системе при всех отклонениях от предельно допустимых (пороговых) значений показателей.

Эти недостатки можно отнести и к индикаторам энергетической безопасности. Важность их количественной оценки осознана и отражена в материалах, обосновывающих «Энергетическую стратегию России» (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Индикаторы энергетической безопасности

Индикатор	Значения по этапам реализации стратегии, %		
	1-й этап	2-й этап	3-й этап
Динамика внутренних цен на топливо и электроэнергию для промышленности	Не выше уровня инфляции		
Снижение среднего износа основных производственных фондов (в % к 2010 г.)	На 10	На 10	На 5
Доля экспорта ТЭР в общем стоимостном объеме экспорта России	Не более		
	60	55	45
Доля стран АТР в общем экспорте ТЭР	Не менее		
	17	25	28
Энергоемкость ВВП (в % к 2010 г.)	Не более		
	76	65	50
Электроемкость ВВП (в % к 2010 г.)	Не более		
	81	73	61
Снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии (в % к 2010 г.)	Не менее		
	10	15	18
Отношение годового прироста запасов разных видов первичных ТЭР к объемам их добычи	Не менее		
	1	1	1

Источник: «Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г.» (ред. от 07.02.2014).

Приведенные в табл. 5.1 значения индикаторов, по-видимому, следует рассматривать не как пороговые, а как экспертно заданные целевые установки. Сколько-нибудь удовлетворительных методов численной оценки пороговых (кризисных) значений индикаторов для разной перспективы и разных сценариев развития экономики и энергетики нет.

Попытка повысить обоснованность способов количественной оценки стратегических угроз и индикаторов энергетической безопасности при долгосрочном прогнозировании развития ТЭК отражена в следующих разделах данной главы.

5.2. Методические подходы к решению задачи количественной оценки угрозы дефицита мощностей

Количественная оценка этой и других стратегических угроз предполагает определение времени возможного появления угрозы и ее значимости. Последнее требование включает оценку: величины и вероятности дефицита мощности и возможного ущерба от него, а также затрат на предотвращение угрозы.

Оптимизационные модели ТЭК, обычно используемые в прогнозных исследованиях и балансирующие спрос и производство энергоносителей, не предполагают дефицита мощности. Многовариантные расчеты на них могут лишь дать приближенную оценку изменений в развитии и затратах в рассматриваемой системе при изменении ограничений на вводимые мощности.

В большей степени требованиям к оценке угрозы дефицита мощностей удовлетворяет модель, специально разработанная в ИСЭМ СО РАН для оценки состояния систем энергетики и ТЭК в нештатных ситуациях при разных заданных вариантах их развития [109]. Решаемая с помощью этой модели задача оптимизации балансов топливно-энергетических ресурсов по регионам России (с выделением субъектов РФ) в условиях возможных возмущений представляет собой в математическом смысле классическую задачу линейного программирования. В содержательном (энерго-экономическом) смысле она базируется на традиционной территориально-производственной модели ТЭК с блоками электроэнергетики, тепло-, газо- и углеснабжения, а также нефтепереработки – мазутоснабжения.

Целевая функция модели имеет следующий вид:

$$(C, X) + \sum_{t=1}^T (r^t, g^t) \rightarrow \min.$$

Первая составляющая такой целевой функции отражает издержки, связанные с функционированием отраслей топливно-энергетического комплекса, входящих в него систем и подсистем энергетики, и

капиталовложений на их развитие. Здесь C – вектор удельных затрат по отдельным технологическим способам функционирования действующих, реконструируемых или модернизируемых, а также вновь сооружаемых энергетических объектов. Вторая составляющая – ущербы от дефицита по каждому виду топлива и энергии у каждой из выделенных категорий t потребителей. Величины дефицита энергоресурсов (g^t) у потребителей данной категории соответствуют разности между заданными максимально возможными и искомыми объемами потребления отдельных видов топлива и энергии. Вектор r^t состоит из компонент, названных с определенной условностью «удельными ущербами». Трудность стоимостной оценки реальной величины ущерба от дефицита преодолевается (весьма условно) путем введения шкалы приоритетов в удовлетворении спроса на отдельные энергоносители.

Задача оценки возможных нештатных ситуаций в ТЭК и исследование вариантов его развития с позиций энергобезопасности требуют весьма детального описания отраслевых систем с подробным учетом особенностей регионов (в модели выделено 90 территорий). При этом еще дополнительно решается (с использованием специальных потоковых моделей) задача оценки потенциальных возможностей нефте- и газоснабжения по удовлетворению потребителей в условиях чрезвычайных ситуаций.

Большая размерность и особенности постановки задачи определили не динамический, а статический характер описываемой модели, анализирующей соответствующие проблемы энергетической безопасности в рассматриваемом году в заданных условиях. При этом предполагается, что известны мощности (предельные возможности) добычи топлива и производства энергии, а также максимальные пропускные способности действующих к данному моменту основных газо- и нефтепроводов и межрегиональных линий электроэнергетики.

Рассмотрение угрозы возможного дефицита в энергоснабжении регионов без должного учета динамики ограничивает выбор возможных способов ее преодоления только за счет изменения запасов, транспортных потоков топлива

и энергии и других мероприятий, не требующих очень больших капиталовложений и большой заблаговременности. Этот недостаток описанной статической модели становится все более значительным с увеличением рассматриваемой перспективы. Он может быть ослаблен при ее использовании в увязке с динамической, но более агрегированной оптимизационной моделью ТЭК.

Еще большего эффекта в определении значимости угрозы дефицита мощности можно добиться, если в схему поэтапного исследования этой угрозы будет включена оценка инвестиционных рисков ключевых крупномасштабных проектов в отраслевых системах ТЭК. Исключение из дальнейшего рассмотрения проектов с неприемлемо высоким риском для потенциального инвестора, внесение соответствующих корректив в исходные данные динамической модели ТЭК и проведение новой серии расчетов – наиболее очевидный способ оценки возможного снижения угрозы дефицита за счет своевременных структурных изменений в ТЭК в рассматриваемых условиях.

Вероятность и серьезность угрозы дефицита мощности должна оцениваться и на региональном уровне. При этом задача может формироваться как анализ возможных рисков энерго- и топливоснабжения рассматриваемой территории в условиях неопределенности. Очевидно, что как исходные данные для решения такого рода задач, так и получаемые оценки рискованности вариантов энергоснабжения отдельных регионов должны быть увязаны (согласованы) с общими прогнозными исследованиями ТЭК страны.

С учетом вышеизложенного предлагается следующий двухуровневый подход к количественной оценке стратегической угрозы дефицита мощностей в ТЭК, учитывающий влияние на эти угрозы принимаемого сценария развития экономики и гипотезы о принципах формирования цен на энергоносители.

На уровне страны основное внимание уделяется угрозам недостаточного развития объектов общероссийской значимости (крупномасштабным проектам развития месторождений углеводородов, экспортных и межрегиональных газо- и нефтепроводов, межсистемных ЛЭП и т.д.).

При этом основным инструментом для многовариантных (при разных ценах и условиях) расчетов являются оптимизационные модели ТЭК страны. Состав используемых моделей, их свойства (динамические, статические) и степень их детализации (агрегирования) зависят от горизонта прогнозирования.

Риск дефицита мощности определяется положением рассматриваемого объекта в прогнозной области: чем больше его отличие от инвариантного и чем реже объект попадает в оптимальные варианты, тем, при прочих равных условиях, выше его инвестиционные риски.

На уровне регионов решается задача оценки стратегических угроз их надежному энергоснабжению.

Применительно к оценке рисков электроснабжения региона в данном году (периоде) расчеты могут вестись по следующей схеме:

1. Формируется оптимизационная стохастическая модель (МИСС-ЭЛ), целевой функцией которой является минимум стоимости электроэнергии в регионе при заданной потребности в ней. Основные искомые переменные – мощность вводимых электростанций и цена на электроэнергию, а основные ограничения и условия включают: потребности в электроэнергии всех потребителей региона, ее производство на действующих станциях, возможные экспорт и импорт электроэнергии, цены на топливо, технико-экономические показатели электростанций. Все исходные данные задаются интервалами своих возможных значений с указанием характера распределения вероятностей внутри интервалов.

2. Процесс имитации при расчетах модели (сотни испытаний методом Монте-Карло) осуществляется таким образом, чтобы случайный выбор комбинации исходных данных не нарушал известных или предполагаемых отношений (корреляций) между переменными.

3. Результаты испытаний анализируются статистически для оценки вероятности попадания каждой электростанции (с определенной мощностью) в оптимальные решения. По этим результатам определяются риски для потенциальных инвесторов реализации проектов отдельных станций. В общем

случае такой риск равен отношению количества случаев попадания объекта (проекта) в оптимальное решение к общему количеству решений (испытаний).

4. Определяются наиболее приемлемое решение по вводу мощностей (как среднее из всех испытаний или по одному из известных критериев принятия решений в условиях неопределенности – например, Гурвица) и соответствующие ему средняя и рыночная цены электроэнергии.

5. Оценивается рискованность этого решения (варианта) по инвестиционному риску станции, замыкающей баланс мощности региона, и по среднему из рисков всех вводимых станций.

Эти расчеты позволяют определить не только сравнительную эффективность и рискованность вариантов ввода новых мощностей в регионе, но и потребность электростанций в разных видах топлива в неоднозначно заданных условиях. Кроме того, определяются соответствующие цены на электроэнергию, используемые затем при выборе рациональных энергоносителей в промышленности, непромышленной сфере, на транспорте.

Расчеты сравнительной эффективности и рискованности вариантов энерго- и топливоснабжения отдельных групп потребителей ведутся по описанной схеме с помощью модифицированных стохастических моделей МИСС, описанных в гл. 3.

С учетом этой информации, полученной на региональном уровне, вносятся коррективы в исходные данные модели ТЭК страны и проводится новая серия ее расчетов. При этом на очередной итерации могут быть изменены ограничения на ввод мощностей с неприемлемо высокими инвестиционными рисками. Могут быть также скорректированы направления и пропускные способности межрегиональных энергетических связей для снижения угрозы возможного дефицита мощностей.

Итоги всех расчетов дают представление о возможном (расчетном) изменении во времени инвестиционных рисков и угрозы дефицита мощности,

его величины и вероятности при заданных сценариях развития экономики и при разных гипотезах о формировании цен в ТЭК.

Табл. 5.2 на условном примере иллюстрирует зависимость рискованности для потенциального инвестора дополнительного ввода АЭС от цен на топливо, спроса на электроэнергию и характера неопределенности исходных данных (включая технико-экономические показатели разных типов электростанций). Из нее видно, что риск ввода 800 МВт в рассматриваемых условиях не превышает 10 %, а при суммарном вводе 1700 МВт он возрастает до 34–46 % при дорогом газе и до 42–55 %, если газ будет дешевле на 25 %. Очевидно, что снижению инвестиционных рисков способствует увеличение потребностей в электроэнергии и повышение надежности прогнозов исходных данных.

Т а б л и ц а 5.2

Рост инвестиционных рисков при увеличении годового ввода мощностей атомных станций, %

Вариант	Мощность, МВт			
	800	1100	1500	1700
Дорогой газ	0–2	6–25	22–40	35–45
Дешевый газ	1–10	16–36	32–45	42–55
Повышенный (на 10 %) спрос на электроэнергию при дешевом газе	0–1	5–21	13–30	31–42

П р и м е ч а н и е. В таблице приведены расчеты Д.Ю. Кононова по стохастической оптимизационной модели (МИСС-ЭЛ) для одного из сценариев развития ЕЭС России в 2020–2025 гг. Первые цифры – показатели при нормальном распределении исходных данных, вторые – при их интервальной неопределенности.

Оценка рисков и серьезности возможного дефицита мощности может быть отражена в предлагаемых индикаторах (табл. 5.3).

Способы определения инвестиционных рисков были описаны выше. Наиболее сложно оценить возможный ущерб от дефицита мощности в ТЭК.

Индикаторы, характеризующие угрозу возможного дефицита мощности в региональных и отраслевых системах ТЭК

Индикатор	Формула	Обозначение
	<i>Регион j</i>	
Риск варианта энергоснабжения (угроза дефицита)	$RDP_j = \sum_i r_i N_i / \sum_i N_i$	N_i – новые мощности; r_i – инвестиционные риски;
Доля мощностей с недопустимым риском	$MNPP_j = \sum_i \bar{N}_i / \sum_i N_i$	\bar{N}_i – инвестиционные проекты с недопустимым риском;
Серьезность угрозы дефицита	$SUDP_j = \sum_i (l_i - \bar{z}_i) \bar{r}_i$	\bar{r}_i – средневзвешенный риск проектов \bar{N}_i ; l_i – ущерб от дефицита; \bar{z}_i – затраты на его устранение;
	<i>Страна, ТЭК</i>	
Инвестиционный риск варианта развития отрасли или ТЭК (угроза дефицита)	$RDC = \sum_j RDP_j \gamma_j$	γ_j – доля региона j в суммарной мощности; $\Delta\Phi$ и ΔRDC – изменение функционала и риска в используемых моделях после ввода ограничений на \bar{N}_i
Доля мощностей с недопустимым риском	$MNRC = \sum_j \sum_i \bar{N}_{ij} / \sum_j \sum_i N_{ij}$	
Серьезность угрозы дефицита	$SUDC_1 = \sum_j SUDP_j \gamma_j$ $SUDC_2 = \Delta\Phi \Delta RDC$	

П р и м е ч а н и е. Индикаторы определяются для отдельных лет прогнозного периода, но учитывают особенности (в том числе ущербы) рассматриваемого варианта (сценария) в динамике.

Длительный (от одного года до нескольких лет) и крупномасштабный (от нескольких миллионов тонн условного топлива или десятков миллиардов киловатт-часов) дефицит того или иного энергоносителя приводит к относительному снижению производства продукции в отраслях-потребителях топлива и энергии, а также к снижению спроса на продукцию смежных с ТЭК отраслей-поставщиков. Причем вовлекаемые цепочки производственных связей

могут быть весьма длинными. Они обрываются в случае замещающего импорта, но дополнительный импорт для сохранения платежного баланса страны может потребовать увеличения экспорта продукции, имеющей спрос на внешних рынках. Ее дополнительное производство также требует энергии. Ущерб от недостаточного развития энергетики могут продолжаться и после ликвидации дефицита, особенно если он затормозит развитие фондообразующих отраслей и снизит инвестиционные ресурсы.

Все это усложняет межотраслевые производственные связи, заставляет учитывать их динамический характер и неоднозначность. Протяженность и сила негативного влияния дефицита энергоносителей в большой степени зависят от того, как его влияние распространяется по отдельным отраслям и регионам.

При прогнозировании развития электроэнергетики во многих развитых странах средний удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии принимается на уровне 10 дол./кВт·ч. Современная оценка удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии в нескольких региональных энергосистемах (Ленэнерго, Оренбургэнерго, Ростовэнерго), приведенная в работе [110], дает значение этого показателя значительно ниже: 3–4 дол./кВт·ч (по курсу рубля 2010 г.). В Справочнике по проектированию электрических сетей [111] предлагается принимать значение удельного ущерба при нарушении электроснабжения равным 1,5–4,5 дол./кВт·ч.

В [112] на основании анализа отчетных данных об электропотреблении, ВВП, валовой добавленной стоимости и электроэффективности в России в 2008 и 2010 г., минимальный удельный ущерб экономики России от нарушения электроснабжения потребителей оценен в 5,95 дол./кВт·ч.

Приведенные цифры характеризуют ущербы от краткосрочного дефицита электроэнергии. Ущерб от длительного дефицита, обусловленные отставанием мощностей в ТЭК от требуемого его развития, на порядок значительнее. Для их оценки могут быть использованы межотраслевые модели. Первые попытки применения такого рода моделей для таких оценок были сделаны еще в 1983 г. М.А. Гершензоном [113]. По его расчетам недостаточное

развитие топливной промышленности может привести к снижению национального дохода через 5 лет примерно на 8 рублей на каждый рубль стоимости недопоставленного топлива.

В настоящее время для таких оценок в ИСЭМ СО РАН используется комплекс моделей, включающий динамическую многоотраслевую модель экономики МИДЛ. Приведенные в табл. 5.4 и на рис. 5.4 оценки возможных макроэкономических последствий дефицита мощности получены с помощью этого методического инструментария.

Т а б л и ц а 5.4

Возможное годовое снижение ВВП из-за 1 %-ного дефицита мощности в отраслях ТЭК, %

Дефицит	Электро- энергия	Газ	Уголь	Жидкое топливо
Годовой	0,15	0,15	0,2	0,3
Пятилетний	0,45	0,5	0,47	0,65

П р и м е ч а н и е. По сравнению с базовым вариантом для предполагавшихся (в 2009 г.) условий 2015 г.

Источник: расчеты автора.

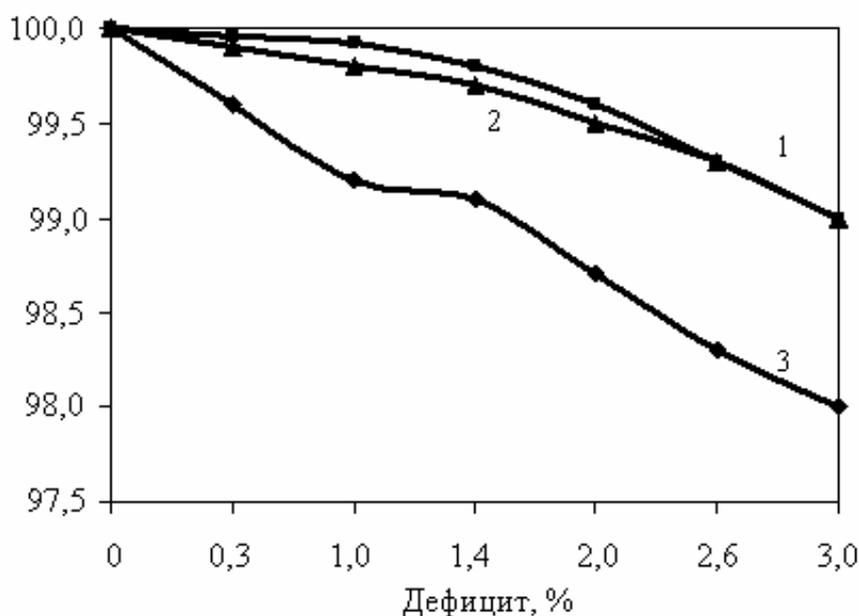


Рис. 5.4. Возможное снижение макропоказателей при дефиците электроэнергии.

Снижение в процентах по сравнению с базовым вариантом (при ожидаемых условиях в 2020–2025 гг.).

1 – конечное потребление; 2 – ВВП; 3 – валовая продукция.

Источник: [114].

Количественные оценки последствий ущербов от дефицита электроэнергии или топлива весьма условны. Они, в частности, зависят от принимаемых в расчетах условий развития экономики и ТЭК.

Результаты расчетов, показанные на рис. 5.4, получены при высоких темпах ВВП и при дефиците электроэнергии только на протяжении одного года. Для этих же условий в [114] приводятся оценки влияния однопроцентного дефицита мощности электростанции на снижение производства валовой продукции в отдельных отраслях экономики:

	Отклонение от базового варианта, %
Вся экономика	0,5–0,9
Промышленность	0,7–1,3
Строительство	1,1–1,6
Транспорт и связь	0,3–0,4
Торговля и сфера услуг	0,1–0,3

5.3. Оценка угрозы неприемлемого для национальной безопасности роста цен на энергоносители

Стратегические угрозы энергетической и экономической безопасности, в том числе и ценовые, в самом первом приближении должны учитываться в официальных социально-экономических прогнозах [115]. В этих прогнозах приводится и усредненная динамика цен на топливо. Эти цены на начальных этапах прогнозных исследований развития ТЭК можно принимать в качестве приемлемых для потребителей и использовать их как ориентиры при определении вероятных рыночных цен в регионах и пороговых значений таких индикаторов энергетической безопасности, как доля затрат на энергоносители в себестоимости энергоемкой продукции и в расходах населения¹⁰. По величине

¹⁰ В Японии и основных европейских странах затраты на газ составляют 5–8 %, а на электроэнергию – 2–5 % от производственных издержек (Ведомости. – 2014. – № 5).

ожидаемого превышения таких порогов в некоторых регионах можно судить о вероятности и значимости ценовой угрозы на региональном уровне.

Представление о вероятности этой угрозы можно также получить, сравнивая прогнозируемые рыночные цены с ценами, обеспечивающими минимально необходимую рентабельность производства и поставку потребителям рассматриваемого региона топлива и энергии. Такая оценка ценовой угрозы связывается с оценкой угрозы возможного дефицита мощности в энергоснабжении рассматриваемого региона из-за инвестиционных рисков.

К индикаторам, отражающим ценовые риски, можно отнести также следующие соотношения: рыночных цен на энергоносители и цен самофинансирования, региональных и среднероссийских цен, цен на топливо в России и странах-импортерах этого топлива, темпов роста цен на энергоносители (без учета инфляции) и темпов ВВП.

В качестве индикатора ЭБ можно принять и соотношение затрат на потребляемую в стране энергию и ВВП. В [116] даже дается пороговое значение этого показателя и отмечается, что как только доля этих затрат превысит 10 % валового продукта – в экономике многих стран начинают развиваться кризисные явления. В России это соотношение в 2013 г. составило около 8,5 %.

Стабильность (как для разных стран, так и во времени) отношения (доли) расходов энергии к ВВП (8–11 %) или к валовому выпуску (4–5 %) в долгосрочном плане в [117] рассматривается как один из законов трансформации энергетической базы цивилизации. И.А. Башмаков отмечает: «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» [117, с. 21].

В группу индикаторов, отражающих зависимость экономики и социальной сферы от изменения стоимости продукции ТЭК может входить ценовая эластичность спроса на топливо и энергию на региональных рынках, но основными должны быть показатели снижения абсолютной величины или темпов роста макропоказателей (ВВП, конечного потребления, инвестиций в основной капитал) на каждый процент удорожания топлива или электроэнергии для потребителей. Количественная оценка влияния изменения стоимости топлива и энергии на динамику макроэкономических показателей требует учета основных взаимосвязей энергетики и экономики (рис. 5.5).



Рис. 5.5. Упрощенная схема влияния изменения стоимости энергоносителей на динамику макропоказателей.

Эконометрические модели, использующие данные статистики, не удовлетворяют этим требованиям, давая слишком грубые и малопригодные для прогнозов оценки¹¹. Более обоснованно применение ценовых моделей межотраслевого баланса. Они позволяют оценить эффект распространения ценовых импульсов по всей экономике, но неспособны определить изменение спроса на энергоносители в ответ на изменения их цены.

Применение комплекса экономико-математических моделей способствует повышению обоснованности прогнозных оценок возможных макроэкономических последствий изменения цен на топливо и энергию.

В США одним из таких комплексов является система моделей, разработанных Data Research Incorporation (DRI). Он включает: динамическую модель экономического роста, базирующуюся на неоклассических принципах общего равновесия; оптимизационную модель энергоснабжения и статическую модель межотраслевого баланса. Обратная связь между энергетикой и макроэкономикой осуществляется через цены (двойственные оценки) на топливо и энергию, получаемые через оптимизацию структуры энергоснабжения.

В исследованиях, которые проводил в 1994 г. на этом комплексе Electric Power Research Institute (EPRI), оценивалось возможное влияние на экономику США неизбежного повышения стоимости энергоносителей при попытке снизить эмиссию CO₂ через введение с 1997 г. налога на содержание в используемом топливе углерода (carbon taxes). В сравнении с базовым сценарием развития энергетики и экономики США рассматривались три сценария углеродного налога: 50, 100 и 200 дол. на тонну углерода.

Введение этого налога вызвало бы значительное удорожание топлива (особенно угля) и электроэнергии (табл. 5.5) и, несмотря на снижение спроса на энергоносители (в среднем на 6–12 % при налоге 100 дол./т), привело бы к

¹¹ Проф. А.И. Кузовкин на заседании коллегии НП «НТС ЕС» (апрель 2013 г.) привел следующие противоречивые по их значимости результаты эконометрических расчетов: рост реальной (сверх инфляции) цены электроэнергии на 1 % ведет к снижению ВВП на 0,06–0,2 %.

серьезному росту цен: во всей экономике на 3,3 %, а в промышленности на 7,4 % (в 2000 г. при 100 дол./т). Результирующее негативное влияние на экономику США удорожания энергоносителей при введении углеродного налога отражено в табл. 5.6.

Т а б л и ц а 5.5

Ожидаемое удорожание энергоносителей в США при введении налога на углерод (100 дол./т), %

Сектор экономики	Энергоноситель	2000 г.	2010 г.
Домашние хозяйства	Газ	23,4	18,3
	Электроэнергия	27,1	23,9
Коммерческий сектор	Газ	27,6	21,4
	Электроэнергия	27,2	25,2
Промышленность	Газ	42,7	39,9
	Уголь	167,0	149,0
	Электроэнергия	37,2	34,2
Транспорт	Бензин	18,4	15,6
	Дизельное топливо	22,1	17,8
Электроэнергетика	Газ	52,3	36,8
	Уголь	190,0	166,0

Источник: [118].

Разного рода комплексы моделей все шире разрабатываются и применяются для определения ценовых взаимосвязей энергетики и экономики и в России [119–121].

Такого рода комплекс (МЭСТЭК) разработан автором и в ИСЭМ СО РАН (рис. 5.6).

Расчеты с его помощью ведутся по следующей схеме:

1. Модели макроэкономики (МИДЛ), энергопотребления и МАКРОТЭК настраиваются на базовый вариант условий развития экономики и энергетики,

предполагающий определенную динамику цен на энергоносители. Задаются варианты изменения этой динамики.

Т а б л и ц а 5.6

Ожидаемое влияние на экономику США налога на углерод (100 дол./т), %

Показатель	2000 г.	2010 г.
ВВП	-0,7	-2,3
Потребление товаров и услуг	-0,3	-1,9
Капиталовложения в производственную сферу	-2,5	-4,6
Капиталовложения в непроизводственную сферу	-2,3	-3,2
Экспорт	-0,4	-1,9
Импорт	-1,2	-2,9
Инфляция (дефлятор ВВП)	2,3	3,9

Источник: [118].

2. Определяется возможное ответное изменение цен в отраслях производственной сферы (модель ИНФЛЯЦИЯ). При этом объемы производства и коэффициенты материалоемкости на этом (первом) этапе расчетов принимаются как в базовом варианте.

3. Определяется возможное влияние изменения цен на доходы отраслей, населения и бюджета и, соответственно, на изменения предельных уровней конечного потребления товаров и услуг и на располагаемые ресурсы для капиталовложений (модель ОГРАН).

4. С учетом этих изменений корректируются ограничения в макроэкономической модели МИДЛ и проводятся ее повторные расчеты.

5. Сопоставляются полученные результаты расчетов МИДЛ с предыдущими расчетами. При их существенном различии корректируются (с учетом изменения соотношения существующих и новых производственных мощностей) коэффициенты материалоемкости (матрицы А), а также коэффициенты трудо- и энергоемкости.

6. Вносятся соответствующие изменения в модели энергопотребления, ИНФЛЯЦИЯ и ОГРАН и начинается новая итерация их расчетов.



Рис. 5.6. Система моделей для приближенной оценки макроэкономических последствий ценовой политики в ТЭК.

Результаты расчетов по этой схеме, выполненные в 2010 г. для оптимистического сценария развития экономики (среднегодовые темпы ВВП 5,6 %), приведены в табл. 5.7 и 5.8.

Полученные количественные оценки, при всей их условности, показывают характер и значимость негативного влияния на экономику удорожания электроэнергии. Это влияние нелинейно зависит от темпов удорожания и снижается во времени. Последняя тенденция объясняется

предполагаемым уменьшением электроемкости в большинстве отраслей, а также структурными изменениями в экономике.

Т а б л и ц а 5.7

Минимальное повышение цен в некоторых отраслях народного хозяйства при удорожании электроэнергии, %

Отрасль	Рост тарифов					
	в 1,2 раза		в 1,5 раза		в 2 раза	
	2010 г.	2030 г.	2010 г.	2030 г.	2010 г.	2030 г.
Машиностроение и металлообработка	0,07	0	0,52	0	1,27	0,25
Строительство	0,02	0	0,56	0,12	1,46	0,65
Электроэнергетика	20,0	20,0	50,0	50,0	100,0	100,0
Нефтедобыча	0	0	0,6	0,6	1,99	1,92
Нефтепереработка	0,16	0	1,36	0,96	3,52	2,73
Газовая промышленность	0	0	0	0	1,13	0,74
Угольная промышленность	0,67	0,32	2,4	1,64	5,31	3,88
Черная металлургия	0,77	0,23	2,57	1,24	5,6	2,94
Цветная металлургия	1,61	0,71	4,31	2,05	8,82	4,38
Химическая и нефтехимическая промышленность	0,88	0,41	2,44	1,22	5,1	2,64
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	0,27	0	1,18	0,41	2,72	1,19
Промышленность стройматериалов	0,63	0,19	2,16	1,1	4,76	2,71

Источник: экспериментальные расчеты автора.

К аналогичным выводам приводят и результаты модельных исследований зависимости ВВП от удорожания топлива и энергии, проводимые в ИНЭИ РАН [120,121]. Согласно результатов этих расчетов текущая эластичность темпов роста ВВП по цене электроэнергии в нашей экономике составляет $-0,16$, а в средне- и долгосрочной перспективе эта чувствительность снижается до $-0,12$. Для газа этот показатель, составляющий сейчас $-0,038$, в дальнейшем снизится до $-0,022$.

Авторы Аналитического доклада ФЭК [122] утверждают, что значения эластичности ВВП по ценам естественных монополий находится в диапазоне от

–0,15 до –0,20, т.е. при росте относительных цен на энергию на 10 % рост ВВП замедляется на 1,2–2 % в год.

Т а б л и ц а 5.8

**Изменение макроэкономических показателей при удорожании
электроэнергии, %**

Показатель	Рост тарифов					
	в 1,2 раза		в 1,5 раза		в 2 раза	
	2010 г.	2030 г.	2010 г.	2030 г.	2010 г.	2030 г.
Инфляция	0,7	0,3	2,2	0,95	4,8	2,3
Стоимость жизни	0,8	0,7	2,4	1,9	5,2	4,2
ВВП	–2,0	–1,6	–3,6	–3,1	–6,3	–5,5
Прибыль	–3,5	–1,9	–4,7	–2,8	–6,5	–3,9
Конечное потребление товаров и услуг	–2,4	–1,6	–4,5	–3,2	–8,1	–5,9
Капиталовложения	–1,9	–1,1	–2,6	–1,5	–3,4	–2,1

Источник: экспериментальные расчеты автора.

Адаптация экономики к возможному значительному росту цен в ТЭК требует времени на изменения в отраслевой структуре, технологиях, а также в образе жизни. Поэтому способы комплексной оценки этой ценовой угрозы – важная задача прогнозных исследований области допустимого развития ТЭК. Она является одной из основных и при разработке энергетической стратегии и политики.

Количественная оценка возможного ущерба для экономики и социальной сферы от чрезмерного удорожания энергоносителей или от дефицита мощностей в ТЭК – наиболее сложная составляющая прогнозных исследований. Но без такой оценки трудно рассчитывать на возможность получения достоверных значений индикаторов, превышение которых может привести к критической ситуации в ТЭК и экономике страны или региона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие ТЭК происходит в условиях усложнения его внешних и внутренних взаимосвязей, принципиальных изменений в характере и структуре экономики, глобализации, ускорения научно-технического прогресса. Эти и другие факторы увеличивают неопределенность будущего и заставляют искать новые подходы к ее снижению и повышению обоснованности долгосрочных прогнозов.

Российские и зарубежные прогнозы развития энергетики демонстрируют нелинейный рост интервала неопределенности с увеличением горизонта прогнозирования. В то же время заметно снижается требование к точности прогнозов. Расчеты показывают, что зависимость экономической эффективности инвестиционных проектов электростанций разного типа от изменения спроса на электроэнергию, цен на топливо или ставки дисконтирования существенна только в первые 15 лет их предполагаемой эксплуатации.

Соответственно, при увеличении рассматриваемой перспективы приоритетным направлением прогнозов во все большей степени становятся не численные оценки производства и потребления энергоносителей, не угадывание перспективы, а выявление новых тенденций и возможных проблем, обоснование границ допустимого и эффективного развития ТЭК, оценка значимости стратегических угроз и вызовов, установление их зависимости от меняющихся внешних и внутренних условий.

В методологии моделирования долгосрочного развития ТЭК и практике применения разного рода экономико-математических моделей и модельно-информационных комплексов должен найти отражение принцип соответствия сложности и детализации используемого методического инструментария

объективной неопределенности исходных данных и требованию к точности решаемых задач.

Этому принципу соответствует предлагаемый поэтапный подход к сужению области неопределенности условий и результатов прогнозных исследований путем итерационных расчетов моделей разного иерархического уровня на каждом временном этапе и согласования итоговых показателей во времени. При этом на начальном этапе рассматриваются максимальный горизонт прогнозирования (более 25–30 лет) и минимальное количество уровней и моделей.

Важным результатом исследований данного этапа является прогнозная динамика спроса и цен в ТЭК с учетом возможного влияния на нее научно-технологического процесса в производстве и потреблении энергоносителей, ожидаемых изменений в экономике страны и качестве жизни. Без долгосрочных прогнозов этих показателей трудно получить обоснованное представление об эффективности и о рискованности вариантов развития ТЭК и крупномасштабных проектов, определяемых на этапах разработки кратко- и среднесрочных прогнозов.

Предлагаемый поэтапный процесс прогнозирования от отдаленного к близкому будущему не исключает последующей обратной итерации прогнозных исследований – корректировки долгосрочных прогнозов по результатам углубленного анализа не столь отдаленной перспективы. На каждом из этих временных этапов итеративные расчеты («сверху вниз» и «снизу вверх») позволяют учесть особенности развития (возможности и требования) систем разного иерархического уровня, формирующих общеэнергетическую систему страны. При этом целесообразно в прогнозах на перспективу до 15–20 лет учитывать возможную реакцию потенциальных инвесторов на прогнозируемое изменение цен и спроса.

Многовариантные расчеты на каждом этапе предполагают разные по детализации сценарии развития экономики и мировых энергетических рынков с определением прогнозной области развития ТЭК и выделением в ней

инвариантных решений и зоны нестабильности (при разных критериях и условиях). Предлагаемый способ анализа этой зоны основан на оценке рискованности формирующих ее объектов. При этом значение риска определяется по частоте попадания этих объектов в совокупность рассмотренных сбалансированных, оптимальных вариантов. Чем реже данный объект встречается в этих вариантах, тем выше инвестиционные риски. Необходимое для такого анализа большое количество испытаний при разной комбинации исходных данных можно получить, сочетая оптимизацию с методом Монте-Карло в одной модели.

Важную роль в прогнозных исследованиях играют определение наиболее значимых для каждого временного интервала задач и их решение адекватными методами. В настоящей работе особое внимание уделено методическим подходам к решению двух из них: задачи долгосрочного прогнозирования возможной конъюнктуры (цен и спроса) на региональных энергетических рынках и задачи количественной оценки возможных барьеров на пути развития ТЭК и стратегических угроз энергетической безопасности при заданных сценариях развития экономики.

При решении первой задачи имитируется конкуренция энергоносителей и их поставщиков в рассматриваемом регионе в условиях неполноты информации. Для оценки возможной реакции потребителей и инвесторов на изменение стоимости энергоносителей используются оригинальные модели, объединяющие оптимизацию с методом статистических испытаний. При этом определяется и учитывается ценовая эластичность спроса на топливо и энергию. Расчеты показали ее существенное различие по регионам и зависимость от характера неопределенных исходных данных.

Показатели ценовой эластичности спроса для того или иного региона могут служить одним из индикаторов энергетической безопасности – чем ниже эластичность, тем меньше возможность взаимозаменяемости энергоносителей и тем больше угроза обострения проблемы энергоснабжения при дефиците, например, газа.

Среди барьеров, создающих угрозу требуемому развитию ТЭК, заметную роль играет инерционность. Выявленная нелинейная зависимость характеризующих ее показателей от темпов развития и структуры ТЭК объясняется большой капиталоемкостью формирующих его отраслей и высокой долей капиталовложений в сопряженные отрасли и производства. Значимость этих косвенных затрат повышается с увеличением темпов производства топлива и энергии, но может быть снижена за счет роста импорта оборудования и материалов. Разработанные методы количественной оценки таких показателей инерционности, как время и масштабы требуемого упреждающего развития сопряженных с ТЭК отраслей и капиталовложений, могут способствовать усовершенствованию подходов к сопоставлению вариантов развития ТЭК по критерию их реализуемости. Важную роль в определении такого комплексного критерия должен играть анализ инвестиционных рисков.

Множество стратегических угроз энергетической безопасности можно объединить в две основные группы: 1) угроза отставания ввода новых мощностей от возможной потребности в них; 2) угроза чрезмерного удорожания энергоносителей. Предлагаемые способы приближенной количественной оценки этих взаимосвязанных угроз предусматривают определение времени и вероятности их появления, а также их значимости – величины возможного ущерба от реализации угроз и затрат на их предотвращение.

Предложен двухуровневый (страна и регионы) подход к оценке вероятности и серьезности угроз дефицита мощности. При этом задача формулируется как анализ возможных рисков энерго- и топливоснабжения рассматриваемой территории в условиях неопределенности.

Для приближенной оценки возможных макроэкономических последствий изменения (по сравнению с базовым сценарием) цен на топливо и электроэнергию может быть использован разработанный автором комплекс экономико-математических моделей (ИНТЭК).

Оценка стратегических угроз должна отражаться в индикаторах энергетической безопасности. Предложение по расширению их состава и по способам их определения содержатся в данной работе.

Очевидно, что предлагаемые методы повышения обоснованности и ценности долгосрочных прогнозов развития ТЭК являются дискуссионными и нуждаются в развитии. Ясно, что и состав задач, решаемых при прогнозных исследованиях, более широк, зависит от рассматриваемой перспективы и требуемой заблаговременности принимаемых решений.

Среди важных и не имеющих пока удовлетворительных методов решения задач можно назвать следующие:

- Оценка адаптивности рассматриваемых вариантов развития ТЭК к разным прогнозам изменения внешних условий, включая определение возможностей требуемых затрат ресурсов и времени для перехода на новую траекторию.
- Способы оценки и согласования результатов прогнозных исследований, получаемых при решении оптимизационных задач на разных иерархических уровнях по разным критериям экономической эффективности (коммерческой, отраслевой, общенациональной), а также по критериям адаптивности, надежности и безопасности. Развитие методических подходов к выбору гарантированной стратегии и гибкой энергетической политики.
- Численная оценка пороговых значений индикаторов энергетической и национальной безопасности с учетом их функциональной зависимости от сценариев социально-экономического развития страны, прогнозов научно-технического прогресса в производстве и потреблении энергоносителей, от рассматриваемой перспективы и других факторов.
- Соответствие используемых методов и моделей неопределенности исходной информации и требуемому качеству результатов прогнозных исследований для разной перспективы. Определение минимально необходимой для решения поставленной задачи детализации описания элементов и связей рассматриваемой системы, допустимой величины погрешности расчетов.

Представляется, что актуальной задачей может стать и определение опасности и причин возможного попадания систем энергетики и экономики в зону неустойчивости, бифуркаций, где даже небольшие изменения условий могут приводить к критическим ситуациям. Ее решению может помочь синергетика – междисциплинарное научное направление, изучающее закономерности процессов эволюции, устойчивости и самоорганизации открытых нелинейных динамических систем.

В развитии методологии и методов долгосрочного прогнозирования развития ТЭК должно найти отражение возрастание роли научно-технического прогресса. Наблюдаемые уже сейчас принципиальные изменения в производстве, транспорте и потреблении энергоносителей во все большей степени будут усложнять как взаимосвязи между системами энергетики, так и внешние связи ТЭК. В условиях формирования нового технологического уклада усиливается важность оценки и учета при прогнозных исследованиях ТЭК его возможного корректирующего влияния на сценарии и прогнозы развития экономики страны, мировых энергетических рынков, научно-технического прогресса, изменения окружающей среды. Учет усиления этих обратных связей может внести коррективы в предлагаемую схему поэтапного подхода к сужению области неопределенности и повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК.

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АПБЭ	Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
АЭС	атомная электростанция
ВВП	внутренний валовой продукт
ВИЭ	возобновляемые источники энергии
ГТУ	газотурбинные установки
ГЭС	гидроэлектростанция
ЕЭС	единая энергетическая система России
ИНЭИ РАН	Институт энергетических исследований Российской академии наук
ЛЭП	линия электропередачи
МИК	модельно-информационный комплекс
НТП	научно-технический прогресс
ПГУ	парогазовые установки
СПГ	сжиженный природный газ
ТЭБ	топливно-энергетический баланс
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭР	топливно-энергетические ресурсы
ТЭС	тепловая электростанция
УУП	укрупненные удельные показатели
ЧДД	чистый дисконтированный доход
ЭБ	энергетическая безопасность

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон Российской Федерации от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ "О стратегическом планировании в Российской Федерации" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2014/07/03/strategia-dok.html>.
2. **Саенко В.В.** Шесть шагов энергетического стратегирования: (На примере ЭС-2035/2050) / В.В. Саенко, Н.К. Куричев // Энергетическая политика. – 2013. – № 2. – С. 35–46.
3. **Бушуев В.В.** Энергетическая стратегия – 2050: Методология, вызовы, возможности / В.В. Бушуев, А.И. Громов // Энергетическая политика. – 2013. – № 2. – С. 11–18.
4. **Пивоваров С.Э.** Методология комплексного прогнозирования развития отрасли / С.Э. Пивоваров. – Л.: Наука, 1984. – 192 с.
5. **Прогностика:** терминология / ред. В.И. Сифоров. – М.: Наука, 1990. – 56 с.
6. Annual Energy Outlook (1995–2013) [Электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>.
7. International Energy Outlook (1995–2013) [Электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>.
8. **Гальперова Е.В.** Исследование зависимости роста неопределенности прогнозов производства и потребления энергоресурсов от рассматриваемой перспективы / Е.В. Гальперова, О.В. Мазурова // Энергетическая политика. – 2013. – № 3. – С. 33–38.

9. **Шибалкин О.Ю.** Проблемы и методы построения сценариев социально-экономического развития / О.Ю. Шибалкин, Е.З. Майминас. – М.: Наука, 1992. – 176 с.
10. **Макаров А.А.** Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства / А.А. Макаров, Л.А. Мелентьев. – Новосибирск: Наука, 1973. – 274 с.
11. **Фактор** неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики: в 3 т. / ред. Л.С. Беляев, А.А. Макаров; СЭИ СО РАН. СССР. – Иркутск, 1974.
12. **Беляев Л.С.** Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности / Л.С. Беляев. – Новосибирск: Наука, 1978. – 126 с.
13. **Теоретические** основы системных исследований в энергетике / ред. Л.С. Беляев, Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1986. – 331 с.
14. **Макаров А.А.** Некоторые проблемы долгосрочного прогнозирования энергетики / А.А. Макаров // Энергетика страны и регионов: Теория и методы управления. – Новосибирск: Наука, 1988. – С. 43–98.
15. **Макаров А.А.** Методы и результаты прогнозирования развития энергетики России / А.А. Макаров // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 26–40.
16. **Ермаков С.М.** Метод Монте-Карло и смежные вопросы / С.М. Ермаков. – М.: Наука, 1975. – 472 с.
17. **Райфа Х.** Анализ решений: Введение в проблему выбора в условиях неопределенности. Анализ решений / Х. Райфа. – М.: Наука, 1977. – 418 с.
18. **Беляев Л.С.** Учет неопределенности информации в системных энергетических исследованиях / Л.С. Беляев, Б.Г. Санеев // Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск, 2010. – С. 42–50.

19. **Беллман Р.** Принятие решений в расплывчатых условиях / Р. Беллман, Л. Заде // Вопросы анализа и процедуры принятия решений. – М.: Мир, 1976. – С. 173–215.
20. **Yager R.R.** Classic Works of the Dempster-Shafer Theory of Belief Functions / R.R. Yager, L. Liu. – Norwalk; Conn: Springer, 2007. – 806 p.
21. **Introduction** to Imprecise Probabilities / Т. Augustin [et al.]. – Hoboken; NJ: Wiley, 2014. – 448 p.
22. **Пытьев Ю.** Возможность: Элементы теории и применения / Ю. Пытьев. – Екатеринбург: Едиториал УРСС, 2000. – 192 с.
23. **Pawlak Z.** Rough Sets: Theoretical Aspects of Reasoning about Data. Rough Sets / Z. Pawlak. – Dordrecht: Springer, 2013. – 231 p.
24. **Kohlas J.** A Mathematical Theory of Hints: An Approach to the Dempster-Shafer Theory of Evidence. A Mathematical Theory of Hints / J. Kohlas, P.-A. Monney. – Berlin; New York: Springer, 2013. – 422 p.
25. **Кузнецов В.** Интервальные статистические модели / В. Кузнецов. – М.: Радио и связь, 1991. – 352 с.
26. **Bouchon-Meunier B.** Fuzzy Logic and Soft Computing / B. Bouchon-Meunier, R.R. Yager, L.A. Zadeh. – Singapore; River Edge; NJ: World Scientific Pub Co Inc, 1995. – 497 p.
27. **Zadeh L.A.** Fuzzy Logic = Computing with Words / L.A. Zadeh // Trans. Fuz Sys. – 1996. – Т. 4. – N 2. – P. 103–111.
28. **Подковальников С.В.** Нечеткая платежная матрица для обоснования решений в энергетике в условиях неопределенности / С.В. Подковальников // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2001. – № 4. – С. 164–173.
29. Greco S. Rough sets theory for multicriteria decision analysis / S. Greco, B. Matarazzo, R. Slowinski // European J. of Operational Research. – 2001. – Т. 129. – N 1. – С. 1-47.
30. **Liu S.** Grey Systems: Theory and Applications. Grey Systems / S. Liu, Y. Lin. – Berlin: Springer, 2010. – 379 p.

31. **Yager R.R.** The Ordered Weighted Averaging Operators: Theory and Applications. The Ordered Weighted Averaging Operators / R.R. Yager, J. Kacprzyk. – Boston: Springer, 1997. – 347 p.
32. **Shafer G.** Savage Revisited / G. Shafer // Statistical Science. – 1986. – Т. 1. – N 4. – P. 463–485.
33. **Tversky A.** Advances in prospect theory: Cumulative representation of uncertainty / A. Tversky, D. Kahneman // J. of Risk and Uncertainty. – 1992. – Vol. 5. – Advances in prospect theory. – N 4. – P. 297–323.
34. **Schmeidler D.** Subjective Probability and Expected Utility without Additivity / D. Schmeidler // Econometrica. – 1989. – Т. 57. – N 3. – P. 571.
35. **Gabor D.** Beyond the age of waste: A report to the Club of Rome / D. Gabor, U. Colombo. – Oxford: Pergamon Press, 1978. – 264 p.
36. **Системные** исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
37. **Лагерев А.В.** Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по федеральным округам / А.В. Лагерев // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2014. – № 4. – С. 26–32.
38. **Кононов Ю.Д.** Макроэкономическая модель МИДЛ / Ю.Д. Кононов // Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики. – Новосибирск: Наука, 2009. – С. 143–146.
39. **Кононов Ю.Д.** Энергетика и экономика: (Проблемы перехода к новым источникам энергии) / Ю.Д. Кононов. – М.: Наука, 1981. – 190 с.
40. **Energy in a Finite World: A Global Systems Analysis** / Cambridge, MA: Ballinger Publishing Company, 1981. – 825 p.
41. **Макаров А.А.** Системный анализ перспектив развития энергетики / А.А. Макаров // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2003. – № 1. – С. 42–50.

42. U. S. Energy Information Administration. The National Energy Modeling System: An Overview [Электронный ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/overview/>.
43. **Voss A.** Mesap-III. A Tool for Energy Planning and Environmental Management: History and New Developments [Электронный ресурс] / A. Voss, C. Schlendig, A. Reuter. – Режим доступа: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2013/8529/pdf/vos280.pdf>.
44. **SCANNER.** Модельно-информационный комплекс / ред. А.А. Макаров; ИНЭИ РАН. – М., 2011. – 72 с.
45. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука, 1979. – 414 с.
46. **Sessions R.** How a ‘Difficult’ Composer Gets That Way / R. Sessions // New York Times. – 1950. – January 8. – P. 59.
47. **Моисеев Н.Н.** Научное предвидение – иллюзии и реальность / Н.Н. Моисеев // Знание – сила. – 1984. – № 2.
48. **Рубинштейн А.Л.** Вопросы методологии экономического прогнозирования научно-технического прогресса / А.Л. Рубинштейн // Экономические аспекты научно-технического прогнозирования / ред. М.А. Виленский. – М.: Экономика, 1975. – 222 с.
49. **Макаров А.А.** Перспективы развития атомных электростанций до середины XXI века / А.А. Макаров, А.С. Макарова, А.А. Хоршев; ИНЭИ РАН. – М., 2011. – 210 с.
50. Министерство энергетики РФ. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г. [Электронный ресурс] / Мин-во энергетики РФ; Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. – Режим доступа: http://ranipool.ru/images/data/gallery/1_8337__usloviya_elektroenergetiki_na_period_do_2030_goda.pdf.
51. Министерство энергетики РФ. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.

[Электронный ресурс] / Мин-во энергетики РФ. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru>.

52. Министерство энергетики РФ. Энергетическая стратегия России на период до 2035. Основные положения [Электронный ресурс] / Мин-во энергетики РФ. – Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/projects/docs/OP_ES-2035.doc.

53. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2013 [Электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>.

54. U. S. Energy Information Administration. U.S. Annual Energy Outlook 2013 [Электронный ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>.

55. U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2014 [Электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>.

56. Chateau B. The MEDEE Approach: Analysis and Long-term Forecasting of Final Energy Demand of Country / B. Chateau, B. Lapillonne // Energy Modelling Studies and Conservation: Proceedings of a Seminar of the United Nations Economics Commission for Europe, Washington D.C., 24–28 March 1980. – Elsevier, 1982. – P. 57–67.

57. **Mantzou L.** The PRIMES. Version 2. Energy System Model: Design and features [Электронный ресурс] / L. Mantzos, P. Capros. – Режим доступа: <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMES1d.pdf>.

58. **Кононов Ю.Д.** Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов. – Новосибирск: Наука, 2009. – 178 с.

59. **Коган Ю.М.** Современные проблемы прогнозирования потребности в электроэнергии: Докл. на Открытом семинаре «Экономические проблемы энергетического комплекса», 59-е заседание, 29 марта 2005 г. / Ю.М. Коган. – М.: Изд-во ИНП, 2006. – 34 с.

60. **Медведева Е.А.** Технологические уклады и энергопотребление / Е.А. Медведева; СЭИ СО РАН. – Иркутск, 1994. – 250 с.
61. **Филиппов С.П.** Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей / С.П. Филиппов // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 41–55.
62. **Гальперова Е.В.** Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости / Е.В. Гальперова, Ю.Д. Кононов, О.В. Мазурова // Регион. – 2008. – № 3. – С. 207–219.
63. **Прогноз** развития энергетики мира и России до 2040 г. / ред. А.А. Макаров; ИНЭИ РАН, АЦПР. – М., 2013. – 110 с.
64. **Кононов Ю.Д.** Новые требования и подходы к долгосрочному прогнозированию цен на электроэнергию / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 3–9.
65. **Komigama R.** Projecting long-term natural gas demand as a function of price and income elasticities. Research Report / R. Komigama. – Laxenburg: IIASA, 2010. – 10 p.
66. **Aune F. R.,** Brekke K.A., Golombek R.S., et al. LIBEMOD 2000 – LIBeralisation MODel for European Energy Markets: A Technical Description. Working paper 1/2008 / F.R. Aune, K.A. Brekke, R.S. Golombek, A.C. Kittelsen and K.E Rosendahl. – Oslo: Ragnar Frisch Centre for Economic Research, 2008.
67. **Huntington H.G.** Industrial natural gas consumption in the United States: An empirical model for evaluating future trends / H.G. Huntington // Energy Economics. – 2007. – Vol. 29. – N 4. – P. 743–759.
68. **Lady G.M.** Evaluating long term forecasts / G.M. Lady // Energy Economics. – 2010. – Vol. 32. – N 2. – P. 450–457.
69. **Wade S.** Price Responsiveness in the AEO2003 NEMS Residential and Commercial Buildings Sector Models [Электронный ресурс] / S. Wade. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/elasticity/>.

70. **Ellis J.** The Effects of fossil fuel subsidy reforms: A review of modeling and empirical studies [Электронный ресурс] / J. Ellis. – Режим доступа: http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/effects_ffs.pdf.
71. **Гальперова Е.В.** Методический подход к оценке энергопотребления в условиях неопределенности / Е.В. Гальперова // Регион. – 2013. – № 3. – С. 212–218.
72. **Меркин Р.М.** Экономические проблемы сокращения продолжительности строительства / Р.М. Меркин. – М.: Экономика, 1978. – 175 с.
73. **Incorporating** macroeconomic feedback into an energy systems model using an IO approach: Evaluating the rebound effect in the Korean electricity system / M. Howells [et al.] // Energy Policy. – 2010. – Vol. 38. – Incorporating macroeconomic feedback into an energy systems model using an IO approach. – N 6. – P. 2700–2728.
74. **Смирнов В.А.** Процессы адаптации в развитии энергетики: Вопросы теории и методики анализа. Процессы адаптации в развитии энергетики / В.А. Смирнов. – М.: Наука, 1983. – 196 с.
75. **Смирнов В.А.** Проблемы повышения гибкости в энергетике / В.А. Смирнов. – М.: Наука, 1989. – 191 с.
76. **Дейч И.Г.** Энергоэкономические тенденции развития производства / И.Г. Дейч. – М.: Наука, 1985. – 176 с.
77. **Кононов Ю.Д.** Внешние производственные связи и инерционность топливно-энергетического комплекса / Ю.Д. Кононов // Изв. СО АН СССР. Сер. общественных наук. – 1981. – № 2. – С. 12–18.
78. **Кононов Ю.Д.** Моделирование внешних производственных связей отраслевых систем / Ю.Д. Кононов, А.Г. Корнеев, В.З. Ткаченко // Экономика и математические методы. – 1979. – Т. 15. – № 5. – С. 969–977.
79. **Кононов Ю.Д.** Сроки реализации крупных энергетических программ / Ю.Д. Кононов, А.Г. Корнеев, В.З. Ткаченко; СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1988. – 75 с.

80. **Кархов А.Н.** Экономическая динамика и прогнозирование энергетики / А.Н. Кархов. – М.: ИАЭ-5050/3, 1990. – 39 с.
81. **Kononov Y.** The Economic Impact Model. RR-79-8 / Y. Kononov, A. Por. – Laxenburg: IASA, 1979. – 72 p.
82. **Кононов Ю.Д.** Проблемы оценки народнохозяйственных последствий долгосрочных стратегий развития энергетики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Любимова, В.Н. Тыртышный // Экономика и математические методы. – 1983. – № 5. – С. 912–916.
83. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / ред. В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
84. **Лившиц В.Н.** О типовых заблуждениях при оценке эффективности реальных инвестиционных проектов / В.Н. Лившиц, П.Л. Виленский // Экономика и математические методы. – 2014. – № 1. – С. 3–23.
85. **Цвиркун А.Д.** Бизнес-план. Анализ инвестиций. Методы и инструментальные средства / А.Д. Цвиркун. – М.: Ось-89, 2008. – 319 с.
86. **Белкина Е.Ю.** Метод экспертной оценки проектных рисков при управлении НИОКР нефтегазовой компании / Е.Ю. Белкина, В.Ф. Дунаев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 1–2. – С. 12–16.
87. **Тарасенко С.С.** Прогнозирование эффективности инвестиционного проекта с учетом факторов, ослабляющих внешнее негативное воздействие / С.С. Тарасенко // Проблемы прогнозирования. – 2009. – № 3. – С. 161–166.
88. **Кононов Ю.Д.** Учет инвестиционных рисков при сравнении экономической эффективности крупномасштабных проектов / Ю.Д. Кононов, В.И. Локтионов // Управление рисками. – 2010. – № 1. – С. 48–51.
89. **Локтионов В.И.** Сравнительная эффективность альтернативных вариантов использования ковыктинского газа с учетом риска / В.И. Локтионов // Изв. Иркутской гос. эконом. академии (БГУЭиП). – 2010. – № 5. – С. 184–188.

90. Минпромэнерго РФ. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 г. (проект) / Минпромэнерго РФ. – М., 2008. – 145 с.
91. **Лукьянов А.С.** Количественная оценка риска при выборе стратегий инвестирования в системах энергетики / А.С. Лукьянов, В.И. Эскин, Л.М. Шевчук // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 1995. – № 6. – С. 57–62.
92. **Шевчук Л.М.** Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний / Л.М. Шевчук, А.С. Лукьянов, А.А. Кудрявцев // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 52–64.
93. **Vithayasrichareon P.** A Monte-Carlo based decision-support tool for assessing generation portfolios in future carbon constrained electricity industries / P. Vithayasrichareon, I.F. MacGill // Energy Policy. – 2012. – Vol. 41. – P. 374–392.
94. **Тарасов А.Э.** Пути снижения рисков при расширении ЕСГ РФ в восточном направлении / А.Э. Тарасов // Энергетика России в XXI веке: стратегия развития – восточный вектор: Сб. докл. объединенного симпоз. / ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: 2010. (699 с.). – С. 647–654.
95. **Энергетическая безопасность: Термины и определения** / ред. Н.И. Воропай. – М.: ИАЦ Энергия, 2005. – 60 с.
96. **Энергетическая безопасность России** / В.В. Бушуев [и др.]. – М.: Наука, 1998. – 301 с.
97. **АPERC.** Energy security initiative: Some aspects of oil security. Energy security initiative / АPERC. – АPERC, IEEJ, 2003. – 60 p.
98. **Энергетическая безопасность России: Проблемы и пути решения** / Н.И. Пяткова [и др.]. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 197 с.
99. **Воропай Н.И.** Основные положения и методология мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности России и ее регионов: Препр. / Н.И. Воропай, С.М. Клименко, Г.Ф. Ковалев: ИСЭМ СО РАН. – Иркутск, 1998. – 60 с.
100. **Пяткова Н.И.** Методические особенности исследования проблем энергетической безопасности на современном этапе / Н.И. Пяткова,

С.М. Сендеров, Е.В. Пяткова // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2014. – № 2. – С. 81–87.

101. **Сендеров С.М.** Анализ выполнения требований энергетической безопасности при реализации различных направлений развития ТЭК страны до 2020 г. / С.М. Сендеров, В.И. Рабчук, Н.И. Пяткова // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2009. – № 5. – С. 17–32.

102. International Energy Agency. Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions / International Energy Agency. – Paris: OECD/IEA, 2007. – 156 p.

103. **Indicators** for energy security / B. Kruyt [et al.] // Energy Policy. – 2009. – Vol. 37. – N 6. – P. 2166–2181.

104. **Sovacool В.К.** The Routledge Handbook of Energy Security / В.К. Sovacool. – Routledge, 2012. – 455 p.

105. APERC. A Quest for Energy Security in the 21st Century: Resources and Constraints / APERC. – APERC, IEEJ, 2007. – 100 p.

106. **Методические** рекомендации по оценке состояния энергетической безопасности: ИСЭМ СО РАН. – Иркутск, 2010. – 421 с.

107. **Сенчагов В.К.** Экономическая безопасность как основа обеспечения национальной безопасности России / В.К. Сенчагов // Вопр. экономики. – 2001. – № 8. – С. 64–79.

108. **Безуглова М.А.** Энергетическая составляющая экономической безопасности – как фактор жизнеобеспечения и развития России / М.А. Безуглова. – СПб: Юридический институт, 2011. – 198 с.

109. **Применение** двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности / А.Н. Бондаренко [и др.] // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2000. – № 6. – С. 31–39.

110. **Непомнящий В.А.** Экономические потери от нарушения электроснабжения / В.А. Непомнящий; ИД МЭИ. М., 2010. – 188 с.

111. **Справочник** по проектированию электрических сетей / ред. И. Карапетян, Д. Файбисович, И. Шапиро; ИЦ ЭНАС. – М., 2012. – 376 с.

112. **Непомнящий В.А.** Оценка ущерба от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий // Академия энергетики. – 2012. – № 5. – С. 12–17.

113. **Гершензон М.А.** Моделирование динамики межотраслевых связей энергетики / М.А. Гершензон. – Новосибирск: Наука, 1983. – 240 с.

114. **Мазурова О.В.** Исследование последствий долговременного дефицита электроэнергии с использованием межотраслевой модели / О.В. Мазурова, Е.В. Гальперова / Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сб. науч. тр. 7-ой Всерос. науч.-техн. конф. с межд. участием. – Благовещенск: Изд-во Амурского гос. университета, 2013. – С. 303–306.

115. МЭР РФ. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г., март 2013 г. [Электронный ресурс] / МЭР РФ. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144190/.

116. **Цибульский В.** Метания в поисках волшебного зелья / В. Цибульский // Независимая газета. Энергия. – 2014. – № 2 (85). – С. 9–10.

117. **Башмаков И.А.** Разработка комплексных долгосрочных программ энергосбережения и повышения энергоэффективности: Методология и практика: Автореф. дис. ...д.-эконом. наук / И.А. Башмаков. – М., 2013. – 53 с.

118. **Economic Impacts of Carbon Taxes: Detailed Results.** EPRI TR-104430-V2, Project 3441-01, Final Report, November 1994. – 320 p.

119. **Узяков М.Н.** Влияние цен на энергетические ресурсы на динамику экономики России / М.Н. Узяков // Регионы и Федерация: Вопросы регулирования ТЭК. – 2004. – № 1. – С. 14–29.

120. **Макаров А.А.** Народнохозяйственные последствия роста цен энергоносителей / А.А. Макаров, В.А. Малахов, Д.В. Шапот // ТЭК. – 2001. – № 2. – С. 51–52.

121. **Малахов В.А.** Оценка зависимости ВВП и спроса на энергоносители от удорожания топлива и энергии / В.А. Малахов // ТЭК России. – 2012. – № 1. – С. 32–37.

122. Аналитический доклад Правительству Российской Федерации «О влиянии цен и тарифов субъектов естественных монополий на экономику России и о мерах государственной тарифной политики в отношении естественных монополий на 2002 г. и среднесрочную перспективу» // Вестн. ФЭК России. – 2002. – № 6.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОТ РЕДАКТОРА	3
ВВЕДЕНИЕ	7
Глава 1. ВЛИЯНИЕ РАССМАТРИВАЕМОЙ ПЕРСПЕКТИВЫ НА КАЧЕСТВО ПРОГНОЗОВ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ	11
1.1. Зависимость качества исходной и требуемой информации от горизонта прогнозирования	11
1.2. Оценка допустимой погрешности прогнозов	16
1.3. Возможности сужения области неопределенности в прогнозных исследованиях	18
1.4. Эволюция формализованных методов учета неопределенности в прогнозных исследованиях	23
Глава 2. РАЗВИТИЕ МЕТОДОЛОГИИ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЭК	29
2.1. Эволюция методического инструментария для прогнозирования развития энергетики	29
2.2. О соответствии методов прогнозирования рассматриваемой перспективе	34
2.3. Использование поэтапного подхода при долгосрочном прогнозировании развития ТЭК	36
2.4. Анализ прогнозной области	41
Глава 3. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СПРОСА И ЦЕН НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ	52
3.1. Эволюция методов прогнозирования энергопотребления	52
3.2. Долгосрочное прогнозирование возможного диапазона цен на топливо	56
3.3. Методы и результаты количественной оценки ценовой эластичности спроса на энергоносители	60
3.4. Поэтапное прогнозирование цен и спроса на региональных энергетических рынках	65

Глава 4. ОЦЕНКА И УЧЕТ ФАКТОРОВ И БАРЬЕРОВ, ОГРАНИЧИВАЮЩИХ ОБЛАСТЬ ВОЗМОЖНОГО РАЗВИТИЯ ТЭК	73
4.1. Классификация ограничений и барьеров, сдерживающих развитие ТЭК	74
4.2. Барьеры, обусловленные инерционностью развития ТЭК	79
4.3. Методы и результаты исследования временных барьеров и инерционности систем энергетики	84
4.4. Способы оценки инвестиционных барьеров в прогнозных исследованиях развития ТЭК	88
4.4.1. Методы оценки инвестиционных рисков проектов	89
4.4.2. Методические подходы к оценке рискованности и эффективности вариантов развития энергетических компаний и отраслей	94
Глава 5. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ И ИНДИКАТОРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	98
5.1. Общая характеристика угроз и индикаторов энергетической безопасности	98
5.2. Методические подходы к решению задачи количественной оценки угрозы дефицита мощностей	107
5.3. Оценка угрозы неприемлемого для национальной безопасности роста цен на энергоносители	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ	131
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	132

Научное издание

Кононов Юрий Дмитриевич

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ОБОСНОВАННОСТИ ДОЛГОСРОЧНЫХ
ПРОГНОЗОВ РАЗВИТИЯ ТЭК**

Редактор *Е.М. Исаевич*

Изд. лиц. № 020297 от 23.06.97. Подписано в печать 25 мая 2015 г.

Бумага офсетная. Формат . . . 1/16.

Усл. печ.л. . . . Уч. изд. л. . . . Тираж 300 экз. Заказ №

Сибирская издательская фирма «Наука» АИЦ.

630077, Новосибирск, ул. Станиславского, 25.

Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН.

664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

ISBN 978-5-02-038662-4