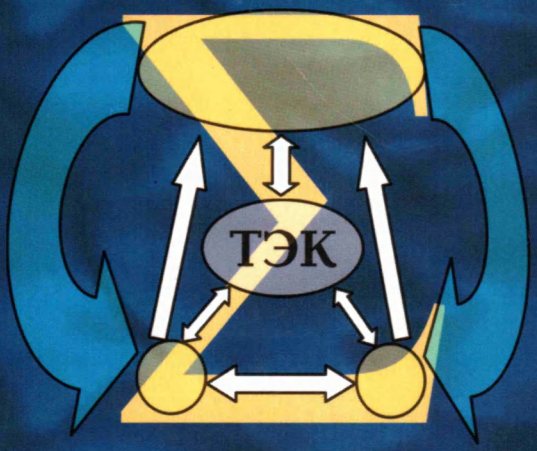
МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ПРОГНОЗНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ



Новосибирск
«Наука»
2009

УДК 621.11.1
ББК 65.304
М 54

Авторы

Ю.Д. Кононов, Е.В.Гальперова, Д.Ю. Кононов, А.В. Лагерев, О.В. Мазурова, В.Н. Тыртышный

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

ISBN 978–5–02–023283–9.

В монографии рассматривается становление и развитие в России и за рубежом методов моделирования и исследования взаимосвязей энергетики и экономики. Описываются методические подходы к их учету при разработке долгосрочных прогнозов и стратегии развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в рыночных условиях при усилении роли ценовых взаимодействий. Предлагаются новые подходы к оценке ценовой эластичности спроса на энергоносители и инерционности развития ТЭК. Монография обобщает многолетний опыт ИСЭМ СО РАН в изучении прямых и обратных связей ТЭК с народным хозяйством.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся системными проблемами развития энергетики, также может быть полезна студентам и аспирантам, изучающим эти проблемы и методы экономико-математического моделирования.

Табл. 36. Ил. 46. Библиогр.: 107 назв.

Рецензенты

доктор физико-математических наук *Г.С. Курганская*
доктор технических наук *Б.Г. Санеев*
доктор технических наук *В.А. Стенников*

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

© Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов,
А.В. Лагерев, О.В. Мазурова, В.Н. Тыртышный, 2009
© Российская академия наук, 2009

ТП–2009–№ 99

ISBN 978–5–02–023283–9

ПРЕДИСЛОВИЕ

Взаимное влияние вариантов развития энергетики и народного хозяйства проявляется через систему прямых и обратных связей, изучение которых необходимо для решения следующих важных задач:

– оценка и корректировка потребностей в топливе и энергии;

– прогноз вероятной динамики цен на топливо и энергию;

– определение народнохозяйственной эффективности вариантов развития энергетики;

– определение рациональных объемов и структуры экспорта и импорта энергоресурсов;

– оценки масштабов и сроков требуемого развития сопряженных с ТЭК производств, а также потребностей (прямых и косвенных) в лимитированных народнохозяйственных ресурсах для реализации отдельных программ;

– выявление определяемых внешними условиями возможных потенциальных трудностей, узких мест и ограничений на развитие отраслей ТЭК и топливно-энергетических баз и способов их своевременного преодоления;

– уточнение и конкретизация народнохозяйственных целей развития энергетики;

– разработка государственной энергетической политики.

Все эти задачи в том или ином виде возникают на разных стадиях и уровнях планирования и прогнозирования энергетики. Они, по существу, инвариантны к типу экономики и решаются практически во всех странах. Однако острота и методы решения отдельных задач зависят от конкретных условий, рассматриваемого интервала времени, силы проявления тех или иных внешних связей энергетики.

Переход от централизованно планируемой и управляемой экономики к экономике рыночного типа коренным образом влияет на цели и методы исследований перспектив развития ТЭК.

С развитием рыночных механизмов резко возрастает роль ценовых и финансовых взаимосвязей энергетики и экономики, принципиально изменяются способы государственного управления отраслями ТЭК, усиливаются противо-

речия между интересами государства и отдельных энергетических предприятий и компаний. Перспективное планирование развития ТЭК по схеме: долгосрочный прогноз – комплексная программа НТП на 15–20 лет – предложения к основным направлениям плана – пятилетний план, сменились другой схемой: долгосрочный прогноз – энергетическая стратегия – энергетическая политика – конкретные программы, реализующие энергетическую политику – мониторинг реализации политики. При этом приходится учитывать необходимость и способы совмещения интересов государства, регионов и субъектов ТЭК (акционеров и персонала энергетических компаний и предприятий) и вносить коррективы в энергетическую политику.

В области системных исследований принципиально изменились представления об иерархии систем энергетики, роли их управляющих подсистем и особенно о значимости вертикальных (абсолютно доминировавших в плановой системе) и горизонтальных (преобладающих в рыночных условиях) взаимосвязей систем. Намного сложнее стали задачи информационного обеспечения перспективных энергетических решений из-за отсутствия централизованных планов развития экономики.

Математические модели энергетических систем сделались практически обязательным инструментом обоснования государственных прогнозов и бизнес-планов развития компаний и требования к ним резко повысились. Планы и прогнозы теперь приходится непосредственно увязывать с финансовыми показателями деятельности компаний и обусловленными ими возможностями аккумулирования собственных и привлечения внешних инвестиций. Все это принципиально усложнило проблему моделирования взаимосвязей энергетики и экономики.

В данной работе делается попытка оценить, в какой степени имеющиеся методы и модели соответствуют новым требованиям и в каком направлении их следует развивать, чтобы успешно решать основные задачи исследования и учета взаимосвязей энергетики и экономики, появляющиеся при долгосрочном прогнозировании и при разработке государственной энергетической политики. При этом в основном рассматривается верхний уровень иерархии ТЭК. Не анализируются методы решения многих задач, возникающих на отраслевом и региональном уровнях. За рамками данной работы остается также анализ имеющихся и возможных методических подходов к разработке стратегий развития и долгосрочной политики энергетических компаний.

Развитие методов моделирования взаимосвязей энергетики и экономики за рубежом и в нашей стране, анализу которого посвящена гл. 1, приводит к созданию сложных модельно-компьютерных комплексов. Один из них разработан в ИСЭМ СО РАН. Структура этого комплекса описана в гл. 1, а входящие в него модели – в других главах. В частности, специальная глава посвящена описанию одной из главных моделей комплекса – оптимизационной модели ТЭК. Получаемые с ее помощью так называемые замыкающие затраты (двойственные оценки ограниченных ресурсов) дают представление о ценовой конкуренции внутри ТЭК и служат важным источником информации при прогнозировании цен на энергоносители.

Прогнозированию цен на региональных энергетических рынках также посвящена отдельная глава, в которой в качестве иллюстрации применения предлагаемого методического подхода приведены результаты расчетов возможной динамики цен на топливо и электроэнергию с учетом влияния на нее ценовой конкуренции внутри ТЭК и конъюнктуры на мировых энергетических рынках.

Методы учета ценовых связей ТЭК и других отраслей отражены в разделах, посвященных прогнозированию спроса на энергоносители (гл. 2) и макроэкономическим моделям (гл. 6). В гл. 6 приведены результаты экспериментальных расчетов возможного влияния удорожания энергоносителей на экономику и социальную сферу.

Книга подводит определенный итог многолетней совместной работы сотрудников Института систем энергетики СО РАН. Она является результатом коллективной работы и лишь с некоторой условностью можно следующим образом указать персональную ответственность за ее главы: Ю.Д. Кононов – главы 1, 3, 5, 6, раздел 2.5, Е.В. Гальперова – глава 2, раздел 6.4, Д.Ю. Кононов – главы 3, 5, раздел 2.5, А.В. Лагерев – глава 4, О.В. Мазурова – глава 2, В.Н. Тыртышный – раздел 6.1.

Авторы глубоко признательны доктору технических наук, профессору В.А. Стенникову, доктору технических наук, профессору Б.Г. Санееву, доктору физико–математических наук, профессору Курганской Г.С., прочитавшим рукопись книги и сделавшим ценные замечания, а также В.М. Евдокимовой за огромную работу по подготовке рукописи к печати.

ГЛАВА 1. ОБЗОР МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ

1.1. Зарубежный опыт моделирования взаимосвязей энергетики и экономики

Долгое время исследования взаимосвязей в развитии энергетики и экономики определялись нуждами кратко- и среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию и отдельные виды топлива и практически ограничивались построением простых эконометрических моделей, связывающих динамику энергопотребления с некоторыми макроэкономическими показателями, объемом промышленного производства и ростом населения. Обратное влияние структуры производства и стоимости энергоресурсов на показатели экономики и через них на энергопотребление не учитывалось.

Такой подход был оправдан в эпоху весьма стабильных и относительно низких цен на топливо. Ситуация изменилась в конце 1973 г., когда нефтяное эмбарго ОПЕК и четырехкратное увеличение мировых цен на нефть были восприняты как начало периода удорожания энергии и замедления роста ее потребления.

Эти изменения вызвали многочисленные исследования зависимости (эластичности) энергопотребления от цен и привели к появлению весьма сложных моделей для прогнозирования спроса на энергию. При этом горизонт прогнозирования был увеличен.

Падение экономической активности, последовавшее за началом энергетического кризиса, убедительно показало, что энергетика играет важную потенциально критическую роль в экономике. Острый и долгосрочный характер энергетических проблем, осознанных в начале 1970-х годов, и неспособность рыночного механизма справиться с ними заставили правительства многих стран серьезно заняться разработкой долгосрочных программ по экономии энергии, развитию собственной энергетической базы и уменьшению зависимости от импорта топлива. Это, в частности, потребовало значительно увеличить

стимулирование и финансирование работ по энергетическому моделированию. При этом был сделан упор на: а) переход от изолированных моделей отдельных секторов энергетики к моделям, рассматривающим электроэнергетику, нефтяную, нефтеперерабатывающую, газовую и угольную промышленность как единую систему энергоснабжения; б) развитие исследований и моделирования возможного влияния той или иной политики в области энергетики на экономику.

Первые оптимизационные модели общей энергоснабжающей системы страны появились в США в 1972 г., а Англии, Франции и ФРГ – в 1973–1974 гг., т.е. примерно на 8–10 лет позднее, чем в СССР.

Одновременно с развитием энергетических моделей в США и в других странах делались попытки приспособить для анализа энергетических стратегий разного рода экономические модели.

Важную роль в исследовании связей отраслей ТЭК с другими отраслями долгое время играли модели межотраслевого баланса, принципы построения которых предложены нобелевским лауреатом В. Леонтьевым. Развитие этих моделей шло путем включения механизмов обратной связи между первичными факторами (трудом, капиталом, энергией) и конечным потреблением (рис. 1.1) и представления коэффициентов межотраслевых связей в виде неоклассической производственной функции. Одной из наиболее известных моделей этого типа является INFORUM К. Алмона [1].

Недостаток моделей межотраслевого баланса – неучет ценовых взаимодействий. Он преодолевается, когда эти модели включаются в системы других моделей экономики.

Подавляющее большинство моделей, применяемых в странах с рыночной экономикой для оценки макроэкономических последствий ценовых и других изменений в энергетике, базируются на неоклассических принципах общего равновесия. Большие прикладные модели этого типа (CGE – Computable General Equlibrium models) – системы поведенческих уравнений, определяющих через изменение относительных цен экономическое равновесие между производством и потреблением товаров и услуг в условиях совершенной конкуренции. Потребители максимизируют прибыль через производственную функцию, описывающую связь между затратами ресурсов и выпуском продукции. Ресурсами являются капитал, труд и другие производственные факторы (в том числе и энергия); они обеспечиваются потребителями, максимизирующими свою полезность (util-

ity) с учетом бюджетных ограничений. Точке пересечения кривых спроса и предложения соответствуют цены равновесия. В упрощенном виде модель общего равновесия показана на рис. 1.2. В ней уравнения, описывающие поведение производителей и потребителей, являются эконометрическими и нелинейными. Сложность получения и использования в расчетах моделей этого типа – главная причина того, что на практике большие модели общего равновесия стали применяться только в конце 1960-х годов.



Рис. 1.1. Упрощенная схема межотраслевой эконометрической модели.

В качестве примера на рис. 1.3 показана структура динамической модели общего равновесия (DGEM) Хадсона – Юргенсона [3]. Она создана в 1974 г. и была одной из первых макроэкономических моделей, используемых в энергетических исследованиях.

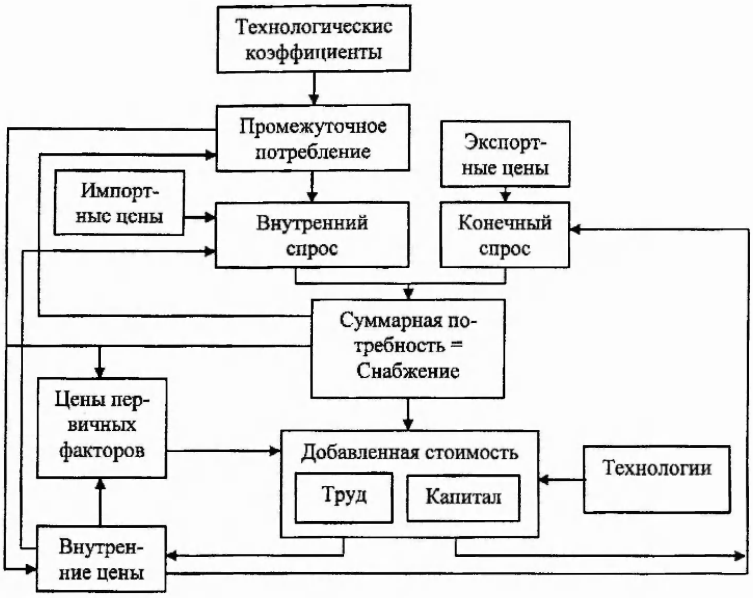


Рис. 1.2. Упрощенная схема модели общего равновесия [2].

Модель состоит из двух главных компонентов: макроэкономической модели роста и эконометрической модели межотраслевых связей. Последняя дополняется подмоделями поведения производителей и потребителей. Модель экономического роста используется для прогнозирования динамики агрегированного непроизводственного потребления и капиталовложений, а также цен на труд и капитал. Ее основу составляет макроэкономическая производственная функция, связывающая выпуск потребительских и инвестиционных товаров с затратами капитала, труда и с уровнем эффективности производства. Модель межотраслевых связей включает пять энергетических (угольную, нефтяную, газовую, нефтеперерабатывающую промышленность, электроэнергетику) и четыре неэнергетических сектора (прочие отрасли промышленности, сельское хозяйство, транспорт, сферу обслуживания). Коэффициенты затрат – выпуска для этой модели определяются в подмодели поведения производителей (как функция цен капитала, труда, энергии, материалов) вместе с ценами на продукцию отдельных секторов. Эти цены используются в подмодели поведения потреби-

телей для дезагрегирования фонда потребления. Структура фонда накопления, правительственных расходов и внешней торговли определяется вне модели. По этой информации межотраслевая модель определяет объемы производства по каждому из девяти секторов. Модель использовалась для анализа возможного влияния на потребность в энергии различных вариантов налоговой политики.

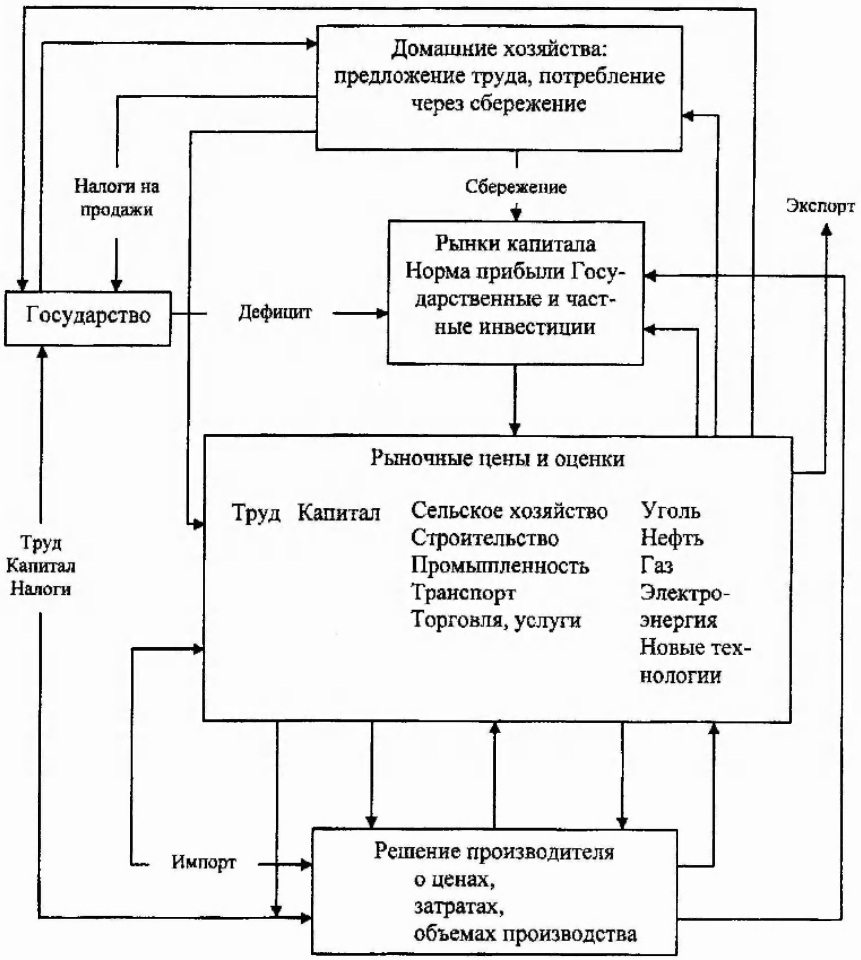


Рис. 1.3. Структура модели DGEM.

Включение в модели экономического роста наряду с трудом и капиталом энергии, а в модели межотраслевого баланса дезагрегирование энергетики стало широко практиковаться при исследовании взаимосвязей энергетики и эко-

номики. При этом происходило усложнение макроэкономических моделей, учет в них экологических и других факторов (рис. 1.4).

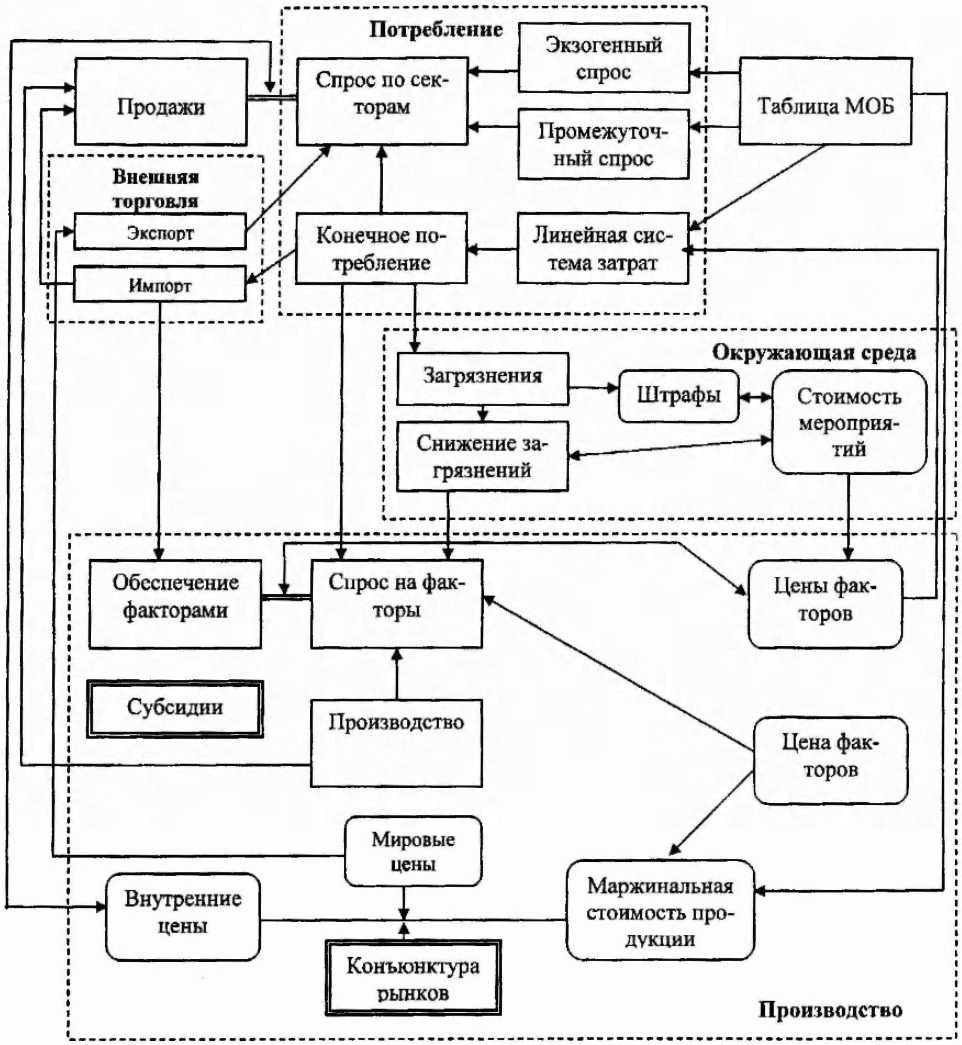


Рис. 1.4. Структура модели общего равновесия CGE–E[3].

Наиболее сложная и интересная модель, учитывающая взаимосвязи между производством и потреблением энергоресурсов, была разработана в 1974 г.

Федеральной энергетической администрацией США как инструмент оценки альтернативных стратегий достижения энергетической независимости. Модель, названная PAES [4], состоит из трех подмоделей. Первая – эконометрическая модель потребностей. Она описывает зависимость спроса на отдельные виды топлива и энергии от цен по девяти агрегированным районам США. Вторая – подмодель энергоснабжения используется для построения характеристик затрат на добычу и транспорт нефти, газа и угля в функции от размеров дополнительного вовлечения этих ресурсов в энергетический баланс страны и других факторов. Третья, интегрирующая, подмодель с помощью специальной итеративной процедуры ищет равновесное состояние рынка энергии.

Поставленная во многих странах задача уменьшения зависимости от импорта энергоресурсов путем форсирования развития собственных источников энергии сделала актуальной оценку потребностей энергетики в материальных, денежных и трудовых ресурсах, нехватка которых может создать трудности в ее развитии. В США «Бехтел корпорейшн» разработала для этой цели в 1972 г. простую в математическом отношении, но довольно сложную в программной реализации модель [5]. Она оценивает требуемую динамику затрат капитала, труда различной квалификации, отдельных видов материалов и оборудования на строительство и эксплуатацию новых энергетических предприятий. Эти затраты не учитывают потребности сопряженных с энергетикой отраслей, т.е. косвенные затраты. Попытка учесть как прямые, так и косвенные потребности в ресурсах для реализации проекта «Независимость» была сделана в 1975 г. в Иллинойском университете США [6]. Расчеты, выполненные там с помощью статистической межотраслевой модели, показали, что косвенные потребности в материалах и трудовых ресурсах часто превышают прямые и что пренебрежение ими может привести к неправильной оценке потенциальных ограничений на развитие энергетики.

По мере расширения состава задач и усложнения рассматриваемых энергетических проблем все четче вырисовывается тенденция к интеграции энергетических и экономических моделей. Это объясняется тем, что имеющиеся энергетические и экономические модели, решаемые раздельно, дают неполную, а часто и неправильную оценку взаимосвязей между энергетикой и экономикой. С одной стороны, энергетические модели, реалистически учитывая взаимозаменяемость различных энергоносителей, принимают все связи с экономикой как заданные, фиксированные, с другой – макроэкономические модели и моде-

ли поведения потребителей энергии рассматривают энергетическую систему чрезмерно агрегированно. Поэтому естественно стремление связать энергетические и экономические модели в один вычислительный комплекс. Это можно сделать двумя принципиально разными способами. Первый – создание единой «супермодели» экономики, достаточно подробно описывающей внешние и внутренние связи энергетики. Второй способ – использование системы самостоятельных энергетических и экономических моделей, увязываемых с помощью итеративных (необязательно формальных) методов.

По первому пути пошел известный математик Дж. Данциг, под руководством которого в Стенфордском университете в 1976 г. была разработана модель PILOT [7]. Эта большая (на 1400 уравнений) модель состоит, по существу, из двух моделей: 23-секторной динамической модели межотраслевого баланса и энергетической модели, описывающей различные способы добычи, переработки и преобразования первичных энергоресурсов. Обе модели объединяются общими ограничениями по трудовым ресурсам, уравнениями потребностей отдельных секторов в топливе (нефтепродукты, газ, уголь) и электроэнергии, уравнениями потребностей энергетики в оборудовании и материалах, а также общей целевой функцией. Последняя максимизирует непроизводственное потребление за рассматриваемый 30- или 40-летний период. Основная цель модели – получить картину развития экономики при разных предположениях о развитии энергетики. Авторы сами отмечают следующие недостатки модели: неучет взаимозаменяемости различных энергоносителей у потребителей, а также возможности перехода отдельных отраслей на менее энергоемкие технологии, трудность оценки потенциальных узких мест в развитии энергетики.

Хотя в настоящее время нет принципиальных математических и вычислительных ограничений на создание гигантских моделей типа PILOT, эффективность их практического применения вызывает сомнение. В самом деле, такие модели не только трудно отлаживать, но, что более важно, на них трудно анализировать роль отдельных факторов и интерпретировать получаемые результаты. Неформализованный подход, где информация, получаемая из одной модели, анализируется специалистами и служит входом в другую модель, существенно облегчает исследования долгосрочных проблем развития энергетики и экономики.

Создание систем экономических и энергетических моделей на Западе началось примерно в 1974 г. При этом долгое время они разрабатывались в ос-

новном на базе уже имеющихся моделей. Так, в США известная система моделей DRI – Brukhaven включала оптимизационную модель энергоснабжения BESOM, макроэкономическую модель Хадсона – Юргенсона и статистическую межотраслевую модель Иллинойского университета. Экономические модели в этой системе служили главным образом для прогнозирования потребностей в конечной энергии. Обратная связь между энергетической и макроэкономической моделями осуществлялась через цены (двойственные оценки) на энергию, получаемые при оптимизации структуры энергоснабжения. Влияние изменения капиталоемкости энергетического производства на макроэкономические показатели не определялось.

Описанный комплекс моделей DRI – Brukhaven предназначался для прогнозных расчетов на перспективу до 20–25 лет. На более длительный период (до 75 лет) ориентирован модельный комплекс, разработанный А. Манном в Стенфордском университете и получивший название ETA – MACRO [8]. Он состоит из макроэкономической модели роста, имитирующей динамику рыночной экономики, и модели энергетических технологий. Первая модель управляется тремя параметрами: индексом роста трудовых ресурсов, долей накопления, эластичностью замещения энергии другими производственными факторами (трудом и капиталом). Энергетическая модель включает эконометрическую функцию потребностей в двух видах энергии (электрической и «неэлектрической») и использует линейное программирование для определения такого набора энергетических технологий, который бы обеспечивал потребности в энергии с минимальными затратами на ее производство и экономию.

В Западной Европе к исследованию взаимосвязей энергетики в экономике приступили позже, чем в США. Наиболее интенсивные работы по их моделированию велись в ФРГ и Швейцарии.

Система моделей, разработанная в ФРГ в начале 1980-х годов, состояла из: 9-секторной статической модели межотраслевого баланса, дополненной рядом уравнений для определения величины и структуры конечного продукта; эконометрической модели потребностей в конечной энергии; модели стратегий энергосбережения и модели оценки загрязнения окружающей среды. Экономическая модель не имела ограничений ни по капиталовложениям, ни по трудовым ресурсам, поэтому с ее помощью нельзя было выявить возможные «узкие места» в развитии энергетики. При определении потребностей в энергии не учитывалась их зависимость от цен.

В швейцарской системе моделей [9] экономическая часть более развита. Она включает макроэкономическую имитационную и межотраслевую балансовую модели, стыкующиеся с имитационной моделью энергоснабжения. Одна из основных задач, которую должна решать эта система моделей, – исследование механизма формирования потребностей энергетики в капиталовложениях и способов их удовлетворения.

Созданные в разных европейских странах экономические и энергетические модели привлекаются для исследования комплексных проблем Европейского экономического сообщества. Так, в программе JOULE II (1991–1994 гг.) для выявления экономически и экологически приемлемых стратегий развития энергетики и энергосберегающих технологий в странах ЕЭС использовались семь моделей, основанных на концепции общего и частного равновесия [10]. Стыковка этих моделей и получаемых результатов осуществлялась неформальным образом.

В последнее время усилилось внимание к разработке сложных модельно-компьютерных комплексов. Их необходимость осознана в США, где под эгидой Министерства энергетики при участии многих исследовательских организаций создана в 1993 г. и постоянно совершенствуется система моделей NEMS (The National Energy Modeling System) [11]. Она используется для оценки возможных последствий для энергетики, экономики, окружающей среды и безопасности страны альтернативных вариантов энергетической политики различных (возможных) ситуаций на энергетических рынках. Исследования проводятся каждый год, на перспективу 20–25 лет. NEMS объединяет более 10 моделей (модулей), в том числе: макроэкономики, международных энергетических рынков, национальных рынков электроэнергии, угля, моторных топлив и т.д. (рис. 1.5). 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 (рис. 1.6).

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 (ФРГ, Штутгарт) [12]. Он состоит из шести модулей (моделей), автоматизированной

базы данных, трех централизованных обменных информационных систем (рис. 1.7). Модули позволяют оценивать настоящую и будущую потребность в полезной и конечной энергии, оптимизировать системы топливо- и теплоснабжения, оценивать экологические проблемы, определять объем и эффективность инвестиций, анализировать прямые и обратные связи между энергетической системой и экономикой.

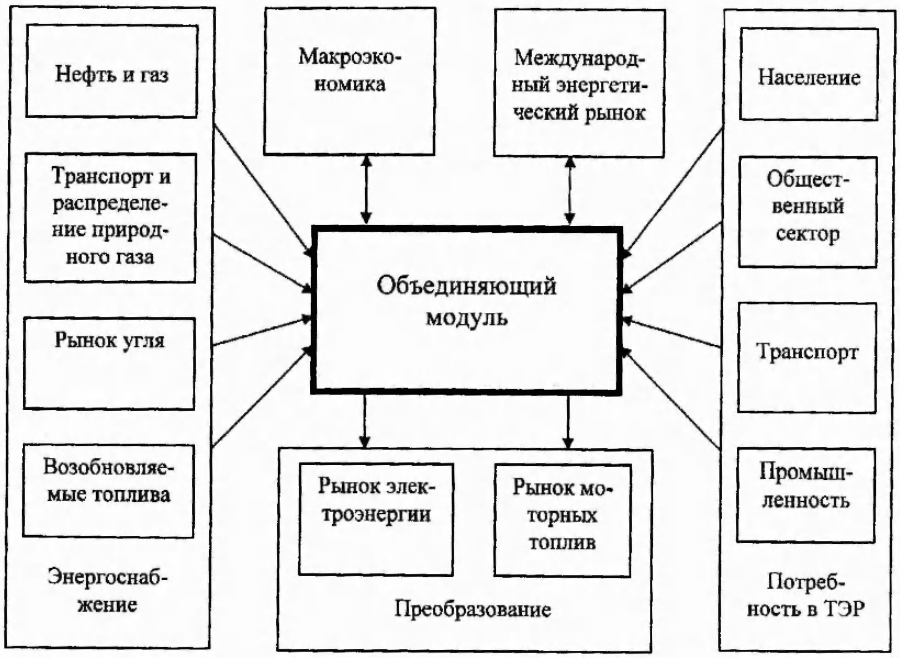


Рис. 1.5. Система моделей Министерства энергетики США (NEMS).

В модуле оптимизации энергоснабжающих систем используется модель ECOLOG, основанная на языке LP–GAMS и являющаяся развитием известных моделей EFOM и MARKAL за счет регионализации и учета графиков нагрузки. Учет взаимодействия энергетики и экономики осуществляется с помощью нескольких моделей, основная из них – многосекторная макроэкономическая модель общего равновесия GE^3M–ACT.

Комплекс MESAP–III, получивший применение в ряде европейских и азиатских стран, в отличие от NEMS используется не регулярно, а для решения отдельных возникающих задач.

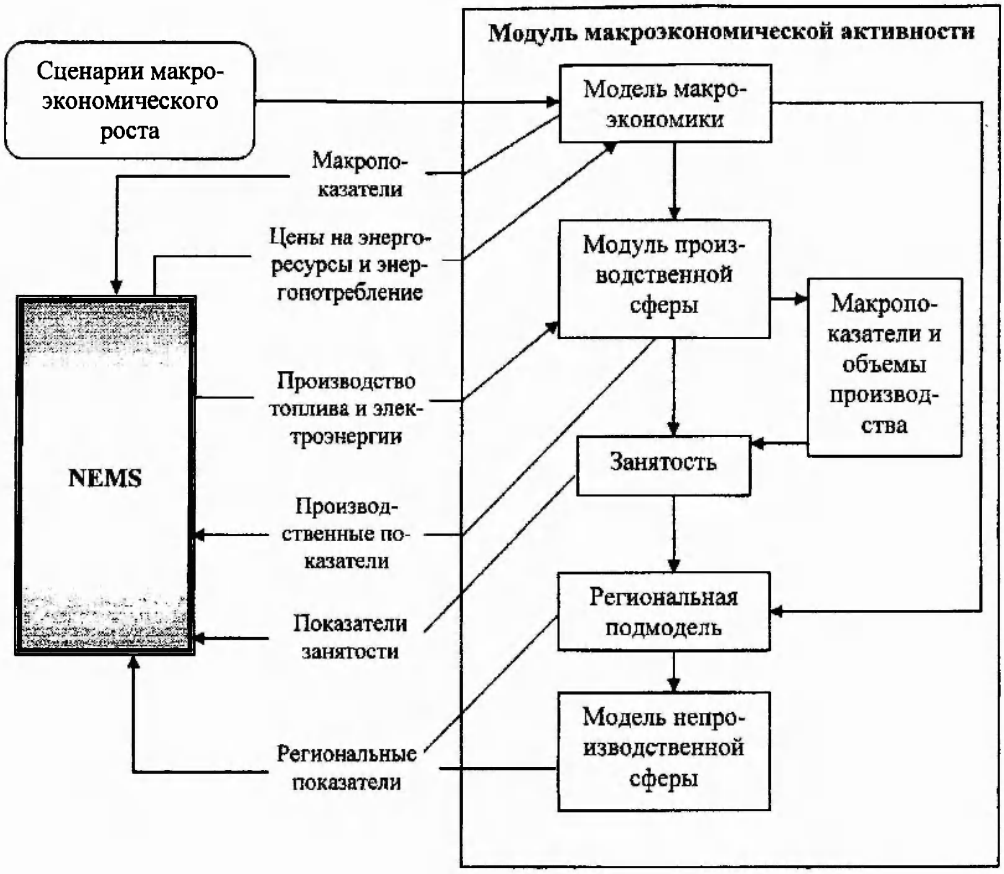


Рис. 1.6. Взаимосвязи экономических подмоделей с отраслевыми моделями в NEMS.

Обобщая краткий обзор состояния моделирования и исследований взаимосвязей энергетики и экономики за рубежом можно выделить следующие тенденции: а) усиление внимания к оценке зависимости потребностей в топливе и энергии от их цены; б) расширение круга анализируемых внешних связей ТЭК и стремление учесть комплексное влияние стратегий развития энергетики на экономику; в) переход от использования отдельных экономических и энергетических моделей к их синтезу; г) создание сложных модельно-компьютерных комплексов. Создание таких комплексов – длительный, поэтапный процесс, в ходе которого меняется приоритетность и состав решаемых задач, совершенствуются (по мере постижения изменяющейся реальности) способы описания

взаимосвязей энергетики и экономики, включаются в систему новые модели, разрабатываются новые способы их взаимодействия.

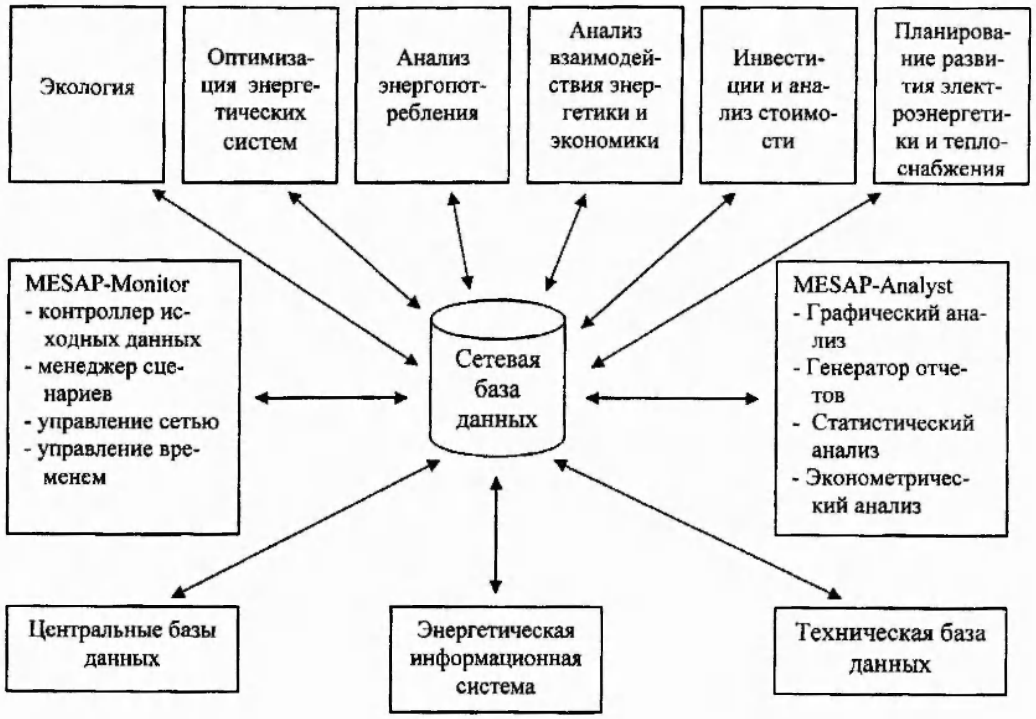


Рис. 1.7. Концепция модельно-компьютерного комплекса MESAP–III.

1.2. Развитие моделирования взаимосвязей энергетики и экономики в СССР и в России

В отечественной науке и практике советского периода разработано достаточно много теоретических и прикладных межотраслевых моделей с детальной проработкой отдельных сторон экономического воспроизводства и различных аспектов сбалансирования[1]. Отличие этих моделей от зарубежных определялось особенностями советской экономики.

[1] Наиболее известными являются динамические модели, разработанные в НИЭИ при Госплане СССР (Ф.Н. Клоцвог), в ИЭиОПП СО АН СССР (Н.Ф. Шатилов), в ГВЦ Госплана СССР (Б.М. Смехов, Я.М. Уринсон); модель межотраслевых взаимодействий (ИЭП НТП АН СССР, Ю.В. Яременко); модель «доход – товары» (В.Д. Белкин, В.В. Ивантер).

Основным принципом функционирования экономики того периода на макроуровне являлось централизованное перспективное планирование и административное управление. Это подразумевало плановое ценообразование и жесткое управление товарообменом. Свободные товарно-денежные отношения в определенной степени присутствовали почти исключительно на рынке потребительских товаров. Цели и траектория экономического развития определялись централизованно органами государства в лице компартии и исполнительной власти. Развитие достигалось посредством централизованно распределяемых капитальных вложений. Загрузка производственных мощностей подразумевалась максимально возможной, потенциальный экономический рост сдерживался преимущественно наличными мощностями и ресурсными ограничениями. Производственные мощности, таким образом, играли роль как верхнего, так и нижнего ограничения. Внешняя торговля строго регламентировалась.

Инвестиционные процессы отражались в динамических межотраслевых моделях, но в них, как и в статических моделях, влияние ценовых изменений не учитывалось. В условиях ограниченной роли денег в советский период сбалансированность и равновесие понималось в основном как характеристики, относящиеся к материально-вещественному аспекту экономики. Вопрос о финансово-стоимостной сбалансированности в этих моделях не ставился. Попытка дать ответ на этот вопрос была предпринята В.Д. Белкиным и В.В. Ивантером в модели «доход – товары» [13]. В базовой версии этой модели присутствовал финансовый блок (доходы и перераспределение). Доходы рассчитывались от валовой продукции отраслей с помощью экзогенно заданной матрицы коэффициентов структуры условно чистой продукции. Финансово-стоимостная сбалансированность достигалась при условии постоянных цен. В равновесную модификацию модели наряду с финансовым блоком был включен и блок цен. Авторы ввели свое понятие равновесных цен, которые были призваны отразить структурные ценовые изменения при сохранении на среднем уровне потребительских цен. Последнее достигалось с помощью специальной модификации известного межотраслевого соотношения для цен. Такой подход вполне соответствовал экономической и политической практике советского периода. Однако плановые равновесные цены в модели были по сути экзогенными, так как определялись через экзогенно задаваемый матрицей структуры условно чистой продукции третий квадрант МОБ. Необходимо также отметить, что в силу принятой в со-

ветский период статистической практики во всех моделях игнорировалась (или почти игнорировалась) сфера нематериального производства.

К прикладным моделям предъявляются достаточно строгие требования, основными из которых являются: информационная обеспеченность модели, технологичность, пользовательская доступность. Поэтому из всего многообразия теоретических межотраслевых моделей к практическому использованию в планировании методическими указаниями к разработке народнохозяйственных планов были рекомендованы лишь две из них: модель натурально-стоимостного баланса (НБС) и укрупненная стоимостная динамическая модель (модель Ф.Н. Клоцвога). На базе этих моделей в ГВЦ Госплана СССР был разработан и функционировал комплекс укрупненных межотраслевых моделей. В комплекс входили: статистическая модель МОБ, полудинамическая модель с обратной рекурсией, динамическая модель и динамическая модель с распределенными лагами.

Экономическое развитие России с 1990-х годов сопровождалось все более сильным влиянием товарно-денежных отношений на макроэкономические пропорции и динамику. Многократно возросла роль денег. Именно поэтому прежний модельный инструментарий не может в должной мере соответствовать экономической действительности. Кроме того, значительно расширился диапазон поведения экономических агентов. Это дает основания для построения и использования поведенческих регрессионных уравнений, что нашло отражение в разработанной в Институте экономического прогнозирования РАН межотраслевой модели RIM (Russian Interindustry Model) [14]. Ее логическая схема показана на рис. 1.8. Строго говоря, модель RIM пока не является моделью общего равновесия – в ней отсутствует блок эндогенных расчетов равновесия на денежном рынке. Отчасти это объясняется информационными трудностями.

Формирование и развитие топливно-энергетического комплекса страны вызвали острую необходимость создания методологии и современных средств его изучения и управления. Базой для этого послужила методология системных исследований в энергетике (см. [15, 16]), являющаяся дальнейшим органическим развитием и практическим воплощением идей и методов, накопленных советской школой энергетиков и экономистов, начиная с работ плана ГОЭЛРО.



Рис. 1.8. Краткая логическая схема модели RIM.

Неотъемлемой частью современной методологии исследования развития ТЭК стало использование методов математического моделирования и оптимизации. Начало моделированию ТЭК СССР положили работы Института электронных управляющих машин АН СССР, Совета по изучению производительных сил Госплана СССР, Центрального экономико-математического института АН СССР, Института математики СО АН СССР, Энергетического института им. Г.М. Кржижановского (ЭНИН), Сибирского энергетического института (СЭИ) СО АН СССР.

Разработка моделей для оптимизации развития ТЭК шла во взаимосвязи с уточнением задач исследования, планирования и прогнозирования. Цели перспективного планирования ТЭК и входящих в него подсистем на уровне Госплана СССР в общем виде сформированы в «Методических положениях оптимизации развития топливно-энергетического комплекса» [15], подготовленных сотрудниками СЭИ, ГВЦ Госплана СССР, ВГПИ и НИИ Энергосетьп-

роекта (ЭСП), ИВТАНа, Центрального научно-исследовательского института экономики и научно-технической информации (ЦНИЭИУголь), ВНИИНефтепереработки. Цели долгосрочного прогнозирования энергетики широко обсуждались в 1970-х годах, когда в ее развитии все четче начали проявляться новые тенденции. Эти цели нашли свое отражение в «Методических положениях долгосрочного прогнозирования топливно-энергетического комплекса» [17].

По мере расширения состава решаемых задач и усложнения рассматриваемых энергетических проблем все четче вырисовывались следующие направления и тенденции в развитии моделирования ТЭК:

1) интегрирование моделей ТЭК с экономическими моделями для более полного учета внешних связей энергетики;

2) построение систем моделей как иерархически соподчиненных в производственном и временном аспектах;

3) все более широкое использование имитационного подхода.

Принимаемая при этом схема сочетания временного и производственного аспектов формирования иерархии моделей для управления развитием энергетики показана на рис. 1.9.

Производственный признак	Временной аспект формирования иерархии моделей				
	Долгосрочное прогнозирование	Среднесрочное прогнозирование	Перспективное планирование	Годовое планирование	Хозяйственное управление
Экономика в целом и ее сферы					
Энергетика в целом (энергетический комплекс)					
Отрасли энергетики					
Территориально-производственные объединения					
Энергетические предприятия					

Рис. 1.9. Сочетание временного и производственного аспектов формирования иерархии моделей для управления развитием энергетики СССР.

Разработанная в СЭИ СО АН СССР в 1970-х годах прошлого века схема долгосрочного прогнозирования ТЭК [18], а затем и система моделей [19] (рис. 1.10) начали использоваться при исследовании проблем долгосрочного развития энергетики СССР.



Рис. 1.10. Система моделей СЭИ СО АН СССР долгосрочного прогнозирования энергетики СССР.

Прогнозные расчеты выполнялись в два цикла. В первом выявлялись новые тенденции и возможные трудности в долгосрочном развитии энергетики и экономики и искались приближенные ответы на следующие основные вопросы.

Произойдут ли принципиальные изменения в структуре производства первичных энергоресурсов? Когда будут исчерпаны запасы наиболее экономичных месторождений топлива? Велика ли роль новых источников энергии в перспективном энергетическом балансе? Какие из них и когда начнут конкурировать с традиционными источниками? Какова ожидаемая тенденция роста капиталоемкости топлива и энергии? Может ли эта тенденция повлиять на темпы и структуру развития экономики?

Ответы на эти вопросы определялись в виде крайних вариантов по темпам экономического роста и уровням энергопотребления. В одном из них («оптимистическом») в межотраслевую макромодель закладывались наиболее, а в другом («пессимистическом») наименее благоприятные из имеющихся экспертных оценок тенденции роста фондоемкости, материалоемкости и производительности труда в основных секторах экономики.

Предполагалось также, что в наблюдавшихся ранее закономерных связях между экономическим ростом и потребностями народного хозяйства в конечной энергии не произойдет существенных изменений. Такое допущение позволяло использовать для прогноза энергопотребления регрессионную модель и не применять в первом цикле модель выбора энергосберегающих технологий. Очевидно, что при этом уровень потребностей в энергии будет максимальным. Его корректировка и оценка связанных с этим последствий – задачи второго цикла расчетов, в котором решались следующие вопросы.

При каких технико-экономических показателях и условиях отдельные новые источники энергии становятся конкурентоспособными с традиционными или другими новыми источниками? К каким отрицательным последствиям привела бы задержка в освоении наиболее эффективных месторождений или источников энергии? Какова народнохозяйственная эффективность замедления темпов роста энергопотребления? Какова роль электрификации народного хозяйства в отдаленной перспективе? Каковы последствия разных стратегий развития энергетики в первые 20 лет прогнозного периода? Какие требования к развитию экономики вытекают из необходимости своевременного решения возможных энергетических проблем?

Для ответов на эти вопросы варьировались отдельные задаваемые ограничения и показатели и соответственно рассматривалось значительное количество вариантов.

Описанный подход СЭИ СО РАН к исследованию долгосрочных проблем энергетики развивался путем усовершенствования моделей (их описание дано в последующих главах) и способов их увязки.

Методы учета взаимосвязей энергетики и экономики при долгосрочном прогнозировании разрабатывались и развивались также в Институте экономики и организации промышленного производства (ИЭиОПП) СО РАН, Институте экономического прогнозирования (ИЭП) РАН, Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН, Международном научно-исследовательском инсти-

туте проблем управления (МНИИПУ) и других исследовательских организациях. При этом особое внимание уделялось макроэкономическим моделям и созданию специализированных систем моделей.

Одним из подходов исследования вопросов развития многоотраслевых комплексов и отраслей во взаимодействии с народным хозяйством в целом являлся проект СОНАР (Согласование Отраслевых и Народнохозяйственных Решений) [20] и его составная часть – СОНАР-ТЭК [21]. Этот проект продолжает развиваться. В настоящее время в него входит агрегированная оптимизационная межотраслевая межрайонная модель (ОМММ), включающая равноправное описание всех основных отраслей промышленности и народного хозяйства, и специализированная модель с «акцентированным» описанием энергетических производств. Первая является одной из координирующих моделей во всей системе СОНАР: через нее осуществляется увязка и согласование разработок, проводимых в рамках данного проекта, с разработками, осуществляемыми в рамках другого системного проекта СИРЕНА (СИстема РЕгиональных и НАродно-хозяйственных моделей), нацеленного на исследование межрегиональных и региональных аспектов общественного производства.

Вторая модель, получившая название ОМММ–ТЭК, – одна из основных в модельном комплексе СОНАР–ТЭК. Ее роль определяется двумя функциями. Во-первых, на ее основе происходит «включение» исследований в области энергетики в общую схему обоснований народнохозяйственного плана за счет взаимодействия ОМММ-ТЭК с агрегированной ОМММ, специализированными народнохозяйственными моделями других «ветвей» проекта СОНАР (машиностроительной, химической, лесопромышленной и др.). Во-вторых, она выполняет функции координирующей для моделей собственно энергетических систем. Таким образом, модели объектов и подсистем ТЭК обеспечивают выход на конечные народнохозяйственные показатели, осуществляют информационное наполнение ОМММ-ТЭК, повышая достоверность получаемых на ее основе результатов.

Оригинальная экономико-математическая модель разработана в ИНЭИ РАН – Модель энергетики в экономике (МЭНЭК) [22, 23]. Это динамическая модель межотраслевого баланса типа Неймана с более подробным описанием отраслей ТЭК и топливно-энергетических ресурсов. Она может использоваться как для ретроспективного анализа на основе верификации по статистическим

данным последних лет отчетного периода, так и для прогнозирования развития экономики на перспективу до 7–10 лет.

Структурной основой модели служат 23 баланса производства и распределения продуктов (в том числе 9 видов энергоносителей), 17 финансовых балансов отраслей, финансовые балансы государственных учреждений и двух групп домашних хозяйств (в зависимости от уровня доходов), баланс просроченных кредиторской и дебиторской задолженностей. Почти все эти балансы соответствуют требованиям системы национальных счетов. Кроме основных балансовых ограничений МЭНЭК содержит ряд специальных требований, отражающих рыночный характер функционирования экономики, а также группы целевых ограничений, которые гарантируют соблюдение на минимальном уровне интересов всего общества и каждого субъекта экономики в процессе поиска рациональных компромиссных решений. Для каждого расчетного года общее количество ограничений составляет 347 равенств и неравенств, не считая числовых диапазонных ограничений для большинства переменных модели. Кроме статических ограничений МЭНЭК содержит большую группу динамических ограничений, определяющих согласованность решений на соседних временных интервалах.

Искомыми в модели являются следующие группы показателей: интенсивности использования отраслевых производственных мощностей, объемы экспорта и импорта продуктов, объемы изменения запасов готовых продуктов, индексы цен производителей на товары и услуги, ставки основных налогов и экспортных таможенных пошлин, среднеотраслевые уровни зарплаты, объемы государственных дотаций отраслям из числа социально опекаемых, объемы просроченных задолженностей отраслей и госучреждений, объемы убытков в составе сальдо распределяемой прибыли отраслей, объемы финансовых остатков и эмиссии акций отраслей, отраслевые нормы дивидендов, объемы государственного и отраслевых займов. Всего 330 переменных.

Сценарный макроэкономический анализ краткосрочной перспективы проводится на основе решений модели, полученных с помощью последовательности взаимосогласованных статических расчетов. При этом производственные мощности и параметры матриц выпуска и промежуточного потребления отраслей поставлены в зависимость от капиталовложений предыдущих периодов, а для топливно-энергетических отраслей принимаются согласно прогнозным расчетам, сделанным на соответствующих отраслевых моделях.

Модель может использоваться в оптимизационном и имитационном режимах. В оптимизационном режиме производится автоматический поиск переменных по разным критериям оптимальности с помощью оригинального метода полилинейного программирования. В рамках имитационного режима часть переменных может фиксироваться, а остальные – вычисляться по дополнительным алгоритмам при заданных возмущениях, либо в рамках дополнительных ограничений. В частности, этот режим используется в процессе верификации модели по статистическим данным последнего отчетного года, а также при дезагрегировании внешних макроэкономических решений. Модель МЭНЭК является важным элементом модельно-компьютерного комплекса, разрабатываемого в ИНЭИ РАН для анализа стратегических и оперативных проблем развития энергетики России.

1.3. Модельно-компьютерный комплекс ИСЭМ СО РАН для исследования долгосрочных стратегий развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой

Работа над данным комплексом выполнялась в 2003–2008 гг. в рамках Программы фундаментальных исследований Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН: «Создание интерактивного модельно-компьютерного комплекса для исследования стратегий развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой и оценки последствий оперативных решений» (научный руководитель – академик А.А. Макаров).

Важность этой программы определяется как особой ролью ТЭК в развитии экономики и обеспечении безопасности и социальной стабильности страны, так и отсутствием методического инструментария, который бы в должной мере, учитывая усложнение взаимосвязей энергетики и экономики с развитием рыночных механизмов, способствовал повышению обоснованности энергетической политики, облегчая ее корректировку при изменении внешних и внутренних условий.

Цель исследований – на основе объединения имеющихся и новых математических моделей создать с использованием новейших информационных технологий модельно-компьютерный комплекс (МКК), обеспечивающий системную

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

Создание сложных комплексов моделей – длительный, поэтапный процесс, в ходе которого меняется приоритетность и состав решаемых задач, совершенствуются (по мере постижения изменяющейся реальности) способы описания взаимосвязей энергетики и экономики, включаются в систему новые модели, разрабатываются новые способы их увязки. Соответственно было признано целесообразным разрабатывать несколько версий МКК. При этом главный разработчик комплекса – ИНЭИ РАН – основное внимание сосредоточил на создании работоспособного методического инструментария для оценки с использованием суперЭВМ вариантов энергетической политики, мониторинга ее реализации и оценки последствий оперативных решений. Соисполнитель проекта – ИСЭМ СО РАН – при разработке собственной версии МКК основное внимание уделил его использованию при исследовании долгосрочных стратегий развития энергетики и для ориентировочной оценки:

а) влияние на долгосрочное развитие ТЭК, на стоимость энергоносителей и надежность энергоснабжения управляющих воздействий (ценовой, налоговой, инвестиционной, экспортной политики), структуры и темпов развития экономики, изменения конъюнктуры на мировых энергетических рынках и других внешних факторов;

б) возможных долгосрочных последствий для экономики страны и регионов разных стратегий и характеристик развития ТЭК[2].

Такая постановка позволяет использовать поэтапный подход к оценке взаимосвязей энергетики и экономики, но требует итеративных расчетов для учета обратных последствий государственного регулирования ТЭК на экономику (рис. 1.11).

[2] Научные руководители проекта, выполняемого в ИСЭМ СО РАН, – член-корреспондент РАН Н.И. Воропай и доктор технических наук, профессор Б.Г. Санеев, а ответственные исполнители – доктор экономических наук Ю.Д. Кононов и кандидат технических наук А.В. Лагерев.

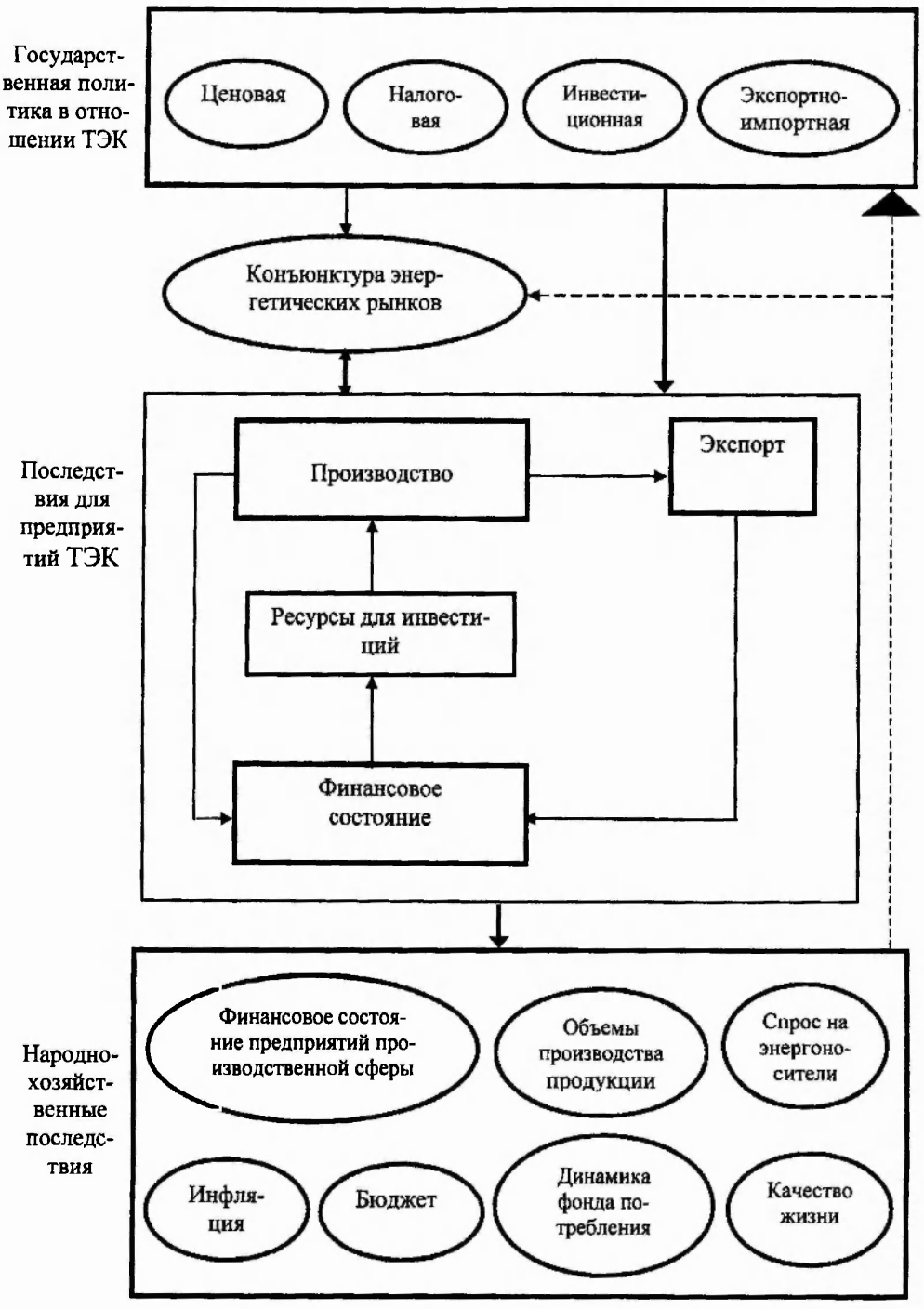


Рис. 1.11. Прямые и обратные последствия государственного регулирования ТЭК.

Можно, например, использовать следующую схему расчетов.

Этап 1 – оценка влияния социально-экономических требований и управляющих воздействий со стороны государства (в том числе регулирования цен на энергоносители) на функционирование и развитие ТЭК: на прибыль, инвестиционные ресурсы, возможную динамику ввода производственных мощностей, возможный дефицит энергоносителей.

Этап 2 – оценка народнохозяйственных последствий изменений в ТЭК, в том числе реакции экономики и социальной сферы на изменение стоимости энергоносителей или на их дефицит.

Этап 3 – оценка косвенных последствий для ТЭК государственной ценовой и налоговой политики (через изменение спроса на энергоносители, а также на материалы и оборудование, потребляемые в ТЭК).

Этап 4 – согласование интересов и возможностей ТЭК и народного хозяйства.

На каждом из этих этапов может решаться несколько разных задач и использоваться разная комбинация моделей, входящих в МКК ИСЭМ.

Сам комплекс моделей (рис. 1.12) включает четыре основных блока (уровня).

1. Комплекс МЭСТЭК, описывающий межотраслевые и макроэкономические связи ТЭК и предназначенный для ориентировочной оценки потребностей страны в энергоносителях и для определения влияния на динамику макроэкономических показателей изменения цен в ТЭК.

2. Система моделей для прогнозирования спроса на энергоносители по регионам.

3. Динамическая оптимизационная модель ТЭК страны, прогнозирующая требуемое развитие энергетики.

4. Система моделей, описывающая формирование цен на региональных энергетических рынках, а также динамику требуемых и располагаемых инвестиционных ресурсов.

Для ускорения процесса согласования решений, получаемых на каждом уровне (макроэкономическом, ТЭК страны, региональных энергетических рынков), предполагается использование (как при построении моделей, так и при их взаимоувязке) обобщенных зависимостей между некоторыми эндогенными и экзогенными показателями.



Рис. 1.12. Система моделей для комплексной оценки долгосрочных последствий изменений в условиях развития ТЭК страны.

Использование входящих в МКК моделей для решения некоторых задач, возникающих при исследовании энергетических стратегий и разработке энергетической политики, показано в табл. 1.1, а их описание приводится в последующих главах.

Для решения задачи реализуемости вариантов развития ТЭК, ставшей особенно актуальной в последнее время, предлагается дополнить МКК моделью ИМПАКТ-2. Ее описание и способ включения в систему моделей приведены в гл. 5.

Таблица 1.1

Использование МКК ИСЭМ для решения отдельных задач

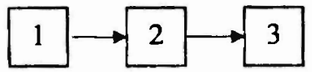
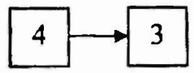
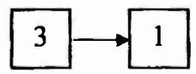
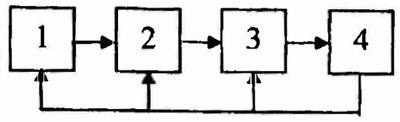
Задача	Основные исходные данные	Основные определяемые показатели	Используемые модели *
1	2	3	4
Непосредственная реакция ТЭК на изменение структуры и темпов развития экономики	Темпы ВВП, структура конечного потребления товаров и услуг, их экспорт и импорт	Развитие отраслей ТЭК	
Непосредственная реакция ТЭК на ценовую, налоговую, инвестиционную и экспортную политику	Базовый вариант развития ТЭК, изменение цен и тарифов в ТЭК, экспорт топлива	Располагаемые инвестиции, ограничения на ввод мощностей, развитие ТЭК	
Непосредственное влияние изменений в ТЭК на экономику и социальную сферу	Базовый вариант развития ТЭК и экономики, изменение стоимости энергоносителей, дефицит мощностей	Инфляция, изменение макроэкономических показателей	
Обоснование пороговых значений индикаторов энергетической безопасности	Базовый вариант развития ТЭК и экономики. Предельно допустимое снижение макропоказателей	Минимальные темпы снижения энергоемкости, минимальная доля в ВВП инвестиций в ТЭК, минимальные темпы роста цен в ТЭК, максимальная доля экспорта в производстве ТЭР	

Таблица 1.1

Окончание таблицы 1.1

1	2	3	4
Комплексная оценка последствий для ТЭК и экономики: а) вариантов энергетической политики б) конъюнктуры на мировых энергетических рынках и экспортной политики	Регулируемые цены и налоги, условия инвестирования. Цены и спрос на российские ТЭР на мировых рынках, объемы экспорта	Изменения развития отраслей ТЭК, цен на энергоносители, динамики макроэкономических показателей	

* 1 – система моделей МЭСТЭК; 2 – система моделей для прогнозирования энергопотребления; 3 – модель ТЭК; 4 – модели типа ИНТАР и ТАРИН.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

2.1. Существующие методические подходы

Для исследования и прогнозирования потребностей в энергоносителях применяется достаточно большой арсенал методов. Наибольшее распространение в прогнозных оценках энергопотребления получил *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 оценки на основе прогноза объемов производства и динамики удельных расходов топлива, электроэнергии и тепла. Как правило, метод прямого счета применяется для прогноза на перспективу до 15 лет, поскольку на этом временном горизонте имеется возможность получить необходимую для него информацию (из проработанных программ экономического развития страны и регионов и принятых к реализации инвестиционных проектов).

Мёёетод анализа долгосрочных тенденций основан на изучении длительных временных рядов уровней энергопотребления и факторов, существенно влияющих на размеры энергопотребления. В результате анализа ретроспективных уровней энергопотребления выявляются тенденции и закономерности предшествующего развития, которые служат основой для экстраполяции. Метод опирается на прогноз макроэкономических показателей развития экономики – структуры и динамики ВВП, темпов развития промышленности и ее наиболее энергоемких отраслей и т.д. Этот метод широко применялся в бывшем СССР и в настоящее время является основным в странах с устойчиво развивающейся экономикой [16, 24–26].

При прогнозировании энергопотребления используются также *эконометрические* модели, состоящие из регрессионных уравнений (как линейных, так и нелинейных), в которых отражается зависимость эндогенных величин от внешних воздействий в условиях, описываемых параметрами модели. Они особенно популярны в работах зарубежных экономистов, применяющих эконометрику

для анализа экономических теорий на фактическом материале при помощи методов математической статистики, производственных функций, уравнений, отражающих движение занятости, доходов, цен, процентных ставок и т.д.

Метод межстрановых сравнений основан на выявлении общих закономерностей в развитии экономики и энергопотребления различных стран (глобальные тенденции зависимости душевого потребления энергоресурсов от уровня душевого ВВП, изменения энергоемкости ВВП от уровня развития экономики и др.). Этот метод используют для прогнозирования показателей энергопотребления в отдельных отраслях экономики, технологических процессах, технические тенденции развития которых в различных странах могут быть сравнимыми и близкими, а также для верификации полученных прогнозов – оценки соответствия их глобальным тенденциям.

Метод экспертных оценок, заключается в том, что группе специалистов-экспертов ставится ряд вопросов, касающихся направления развития энергопотребления. После соответствующей обработки их ответов дается прогноз [27]. Экспертные оценки концентрируют в себе профессиональный опыт большого числа специалистов и, безусловно, служат важным источником получения информации для прогнозирования энергопотребления.

В практике прогнозных расчетов метод экспертных оценок может найти применение в предсказании технологических сдвигов в производственных процессах и, как следствие этого, изменений в структуре энергоносителей отдельных отраслей экономики, а также при определении возможных направлений развития производства, распределения и использования различных энергоносителей. Недостатком этого метода являются неизбежный субъективизм в оценках и невозможность их объективной проверки раньше, чем истечет значительная часть прогноза.

Одно из перспективных направлений – прямое или косвенное использование моделей, основанных на *методе полных энергетических затрат межотраслевого баланса.* В мировой практике этот метод получил название *energy analysis netto* (энергетический анализ-нетто) [28–31]. В классической постановке суть этого метода заключается в определении энергетической эффективности источников энергии на основе соотношения энергетической ценности производимого энергоносителя и полных затрат энергии на него.

Важным достоинством моделей межотраслевого баланса является возможность учета и анализа 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, разработанный в ИСЭМ СО РАН Е.А. Медведевой [32, 33].

Этот метод имеет и свои недостатки. Так, ориентация на натуральные показатели, отсутствие в модели стоимостных переменных, таких как капиталовложения, валовой внутренний продукт, валовая продукция отраслей и тому подобных не могло не сказаться на результатах расчетов. Вполне закономерно встает вопрос о том, насколько полно охвачены народнохозяйственные подразделения и соответственно энергопотребление. Кроме того, при оценке коэффициентов полных затрат учитывались не все косвенные материальные и энергетические связи между отраслями, а только эксплуатационные. Другой недостаток этого метода заключается в сложном и трудоемком процессе формирования массива данных, прежде всего, прямых затрат энергии, материалов, продукции и услуг.

Дальнейшее свое развитие этот метод получил в ИНЭИ РАН, где был разработан подход, основанный на моделировании межотраслевого баланса в натуральном (продуктовом) выражении (В.П. Чупятов, И.В. Магалимов) (рис. 2.1), который позволяет оценить спрос не только на основные энергоносители, но и на энергоемкие материалы и услуги. Кроме того, он дает возможность определить численные значения полной энерго- и материалоемкости производимых продуктов и услуг. Однако этот метод трудоемок и требует большого объема информации, которую статистика в настоящее время не предоставляет. В связи с этим в ИНЭИ РАН развивается интегрированный подход к прогнозированию энергопотребления, сочетающий прогнозирование удельных энергетических характеристик отраслей аналитическими и статистическими методами с прогнозами развития отраслей и регионов (С.П. Филиппов, Е.М. Макарова, Н.А. Григорьева). Важной особенностью его является ориентация на преимущественное использование статистически наблюдаемой информации.

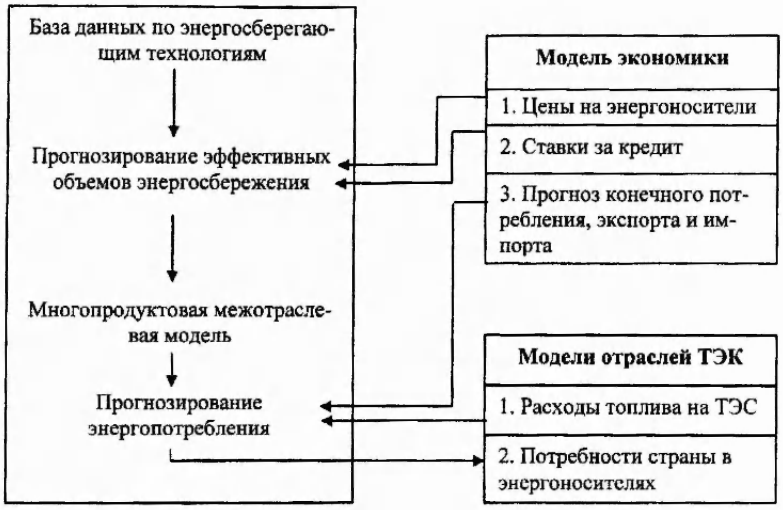


Рис. 2.1. Прогнозирование энергопотребления на основе модели межпродуктовых балансов.

В ОАО «Институт «Энергосетьпроект» [34] была разработана методика-инструкция для прогнозирования потребности в электроэнергии по субъектам РФ и АО-энерго на пятилетний период на основе двух методов: укрупненных удельных показателей (УУП) и эконометрического метод.

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 повышением эффективности электрификации.

Рассмотренные методы недостаточно учитывают сложные и меняющиеся *взаимосвязи* между объемами энергопотребления, условиями и уровнем развития экономики и ТЭК. Важность учета этих взаимосвязей стимулирует включение отдельных моделей энергопотребления в систему экономико-

математических моделей. Такой подход разрабатывается в ИНЭИ РАН. Важнейшей составной его частью является оценка потенциала энергосбережения, а для учета взаимозаменяемости первичных и вторичных энергоносителей в экономике и наличия ограничений на их производство введены процедуры формирования прогнозных топливно-энергетических балансов.

Среди зарубежных моделей, в которых сочетается метод прямого счета и эконометрический подход, следует в первую очередь упомянуть известную систему моделей, состоящую из макроэкономической отраслевой имитационной модели SLT, модели энергопотребления MEDEE и оптимизационной модели энергетики EFOM [35].

MEDEE – имитационная модель, позволяющая оценивать влияние на энергопотребление таких факторов, как структура и темпы промышленного производства, уровень жизни населения, политики энергосбережения в отдельных секторах и т.д. Потребности в энергии рассчитываются для производственной и непроизводственной сфер экономики.

Модель EFOM состоит из двух частей – энергоснабжение (добыча, экспорт, импорт первичных ресурсов, их преобразование до конечных энергоносителей) и энергопотребление (внутренние нужды ТЭК, основные промышленные потребители, остальная промышленность, транспорт и др.). Модель не только оптимизирует производственную структуру ТЭК, но и выбирает способы энергосбережения и использования энергоносителей.

В настоящее время в странах Западной Европы получила распространение система моделей PRIMES, разработанная в 1993–1994 гг. для серии исследовательских программ по 15 странам Европейского Союза [36]. Эта система используется в качестве инструмента для анализа энергетической политики во взаимосвязи с энергетическими технологиями. С помощью моделей PRIMES можно получить энергетические балансы (как погодовые, так и на долгосрочную перспективу), потребности в энергии по видам энергоносителей и секторам экономики, цены на энергоносители, выбросы CO_2 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.

В жилом секторе рассматривается пять категорий жилых строений, сгруппированных по основной технологии, используемой для отопления. Электроприборы представлены как специальная подотрасль, независимая от типа жилого строения. В коммерческом секторе и сельском хозяйстве учитывается более 30 технологий потребления энергии. Промышленность включает девять основных отраслей (черную и цветную металлургию, химию, промышленность строительных материалов, целлюлозно-бумажную, пищевую, и др.) и около 30 подотраслей (исключая вторичную переработку материалов). В целом в промышленности представлено около 200 видов технологий производства продукции. Транспорт разделяется на грузовой и пассажирский, и рассматриваются от 6 до 10 альтернативных технологий для транспортных средств.

На более далекую перспективу от 50 до 100 лет была создана европейская энергетическая модель VLEEM (Very Long Energy and Environmental Model), ориентированная на удовлетворение так называемых социально-культурных функций человека [37]. Расчет энергии базируется, с одной стороны, на «текущей технологической парадигме», согласно которой существующие и новые технологии потребляют только традиционные виды энергии, с другой – на «новой технологической парадигме», учитывающей новые нетрадиционные источники энергии (например, использование возобновляемых источников энергии, солнечной и др.). Результаты модели выдаются в виде матриц по видам энергии и по процессам ее использования.

В США для проведения прогнозных исследований энергопотребления разработан ряд моделей, таких как PURHAPS, INRAD, INDEPTH, ISTUM, ORIM [38].

Модель PURHAPS – эконометрическая модель, позволяющая делать перспективные оценки энергопотребления на основе анализа данных за прошедший период для 17 отраслей производственной и 8 отраслей непроизводственной сферы для страны в целом и на уровне регионов и штатов. Потребление энергии рассчитывается как функция от объемов промышленного производства и текущих цен на энергоносители. Другие переменные в модели – цены на труд, капитал и материалы. На первом этапе расчетов определяются приблизительные потребности в энергии в целом, затем последовательно рассчитываются доли энергоносителей на основе логических функциональных вычислений, далее объем потребляемой энергии разносится пропорционально найденным до-

лям энергоносителей на электроэнергию и органическое топливо, а органическое топливо, в свою очередь, на уголь, нефть, газ и др.

Модель энергопотребления INRAD разрабатывалась как составная часть системы моделей NAPAP. Она содержит группу эконометрических уравнений, с помощью которых рассчитывают потребности в электроэнергии и органическом топливе на перспективу. Расчеты ведутся по стране в целом для восьми отраслей промышленности: пищевая, текстильная, химическая, промышленность строительных материалов, цветная промышленность и др.

Модель ORIM была разработана еще в 1980 г. для прогнозирования энергопотребления в промышленном секторе на срок от 5 до 20 лет. Она позволяет оценивать перспективное энергопотребление для 12 отраслей экономики по регионам. Прогнозы выполняются на основе многочисленных статистических данных и производственных параметров.

Модель ISTUM-2 позволяет оценивать применение энергетических технологий в промышленном секторе с учетом изменений в экономике, колебания цен на энергоносители, требований охраны окружающей среды на перспективу 20–30 лет для десяти регионов США. С ее помощью можно оценить применение различных энергосберегающих технологий в промышленности. Аналогичная прогнозная модель ISTUM-PC используется в Канаде.

2.2. Предлагаемый подход к долгосрочному прогнозированию спроса на энергоносители на уровне страны и региона

Развиваемый в ИСЭМ СО РАН подход основан на том, что в перспективе спрос на электро-, теплоэнергию и топливо будет формироваться на развивающихся энергетических рынках в условиях растущей конкуренции энергоносителей.

В рыночной экономике формирование цен и спроса – взаимосвязанный процесс. Рост спроса на топливо вызывает увеличение его добычи и транспорта и соответственно дополнительные затраты, а повышение цены стимулирует энергосбережение, переход к использованию альтернативных энергоносителей и способствует снижению потребности в данном топливе. Очевидно, что прогнозирование энергопотребления должно быть увязано с прогнозами цен на топливо и энергию, со сценариями развития экономики и топливно-энергетического комплекса. Предлагаемый поэтапный подход (рис. 2.2) рас-

сматривает долгосрочный прогноз спроса на энергоносители как самостоятельную задачу с итеративной увязкой ее с задачами прогнозных исследований развития экономики, энергетики и ценообразованием в ТЭК.



Рис. 2.2. Этапы прогнозирования спроса на топливо и энергию.

На уровне страны рассматривается несколько сценариев долгосрочного развития экономики, различающихся, прежде всего, темпами роста ВВП, фонда потребления и инвестиций в основной капитал, численностью населения, а также структурой и объемами экспорта и импорта. На эти показатели настраивается межотраслевая динамическая модель МИДЛ (см. разд. 6.1), и с ее помощью определяется соответствующая каждому сценарию динамика развития отраслей промышленности, строительства, связи, транспорта, сельского хозяйства и сферы услуг.

Этим расчетам, как и расчетам энергопотребления, предшествует оценка вероятной динамики материало- и энергоемкости отдельных отраслей. При этом учитываются российские и мировые тенденции, ожидаемые изменения внутриотраслевой и технологической структуры, соотношение существующих и новых производственных мощностей. Поскольку эти пропорции зависят от темпов развития каждой отрасли, то сценариям ускоренного развития экономики соответствуют более прогрессивные значения средних коэффициентов материало- и энергоемкости. Умножая последние на прогнозные объемы производства продукции, можно получить предварительную оценку динамики потребностей в энергоносителях производственной сферы (см. разд. 2.3). Отдельно прогнозируется энергопотребление населения (см. разд. 2.4). Определяются потребности в электро- и теплоэнергии от централизованных источников, моторном топливе, топливе для нетопливных нужд и котельно-печном топливе для промышленных печей и населения.

Для перехода **на региональный уровень** спрос на энергоносители, полученный для страны в целом, разагрегируется и уточняется по федеральным округам с использованием двухэтапного метода, реализованного в модели СТЭП (Связь Тенденций ЭнергоПотребления). Метод сочетает в себе учет общероссийских тенденций и региональных особенностей. Исходной информацией является прогноз энергопотребления по стране в целом, существующая структура регионального производства ВВП и численности населения (рис. 2.3).

Двухэтапный метод прогнозирования потребностей регионов в энергоносителях предполагает, что тенденции изменения энергопотребления на единицу ВВП и/или на душу населения одинаковы для страны и регионов. В связи с этим на *первом этапе* доля региона в общероссийском потреблении энергоносителей меняется в производственной сфере пропорционально изменению его доли в ВВП, а в непроизводственной сфере – пропорционально изменению доли в численности населения страны.

Формально эти предположения выражаются следующим образом:
для промышленности и транспорта

$$B_{er}^{(t)} = B_e^{(t)} \gamma_{er}^{(t0)} \lambda_r^{(t)} / \lambda_r^{(t0)}, \qquad (2.1)$$

для непроизводственной сферы

$$Q_{er}^{(t)} = Q_e^{(t)} \gamma_{er}^{(t0)} \delta_r^{(t)} / \delta_r^{(t0)}, \qquad (2.2)$$

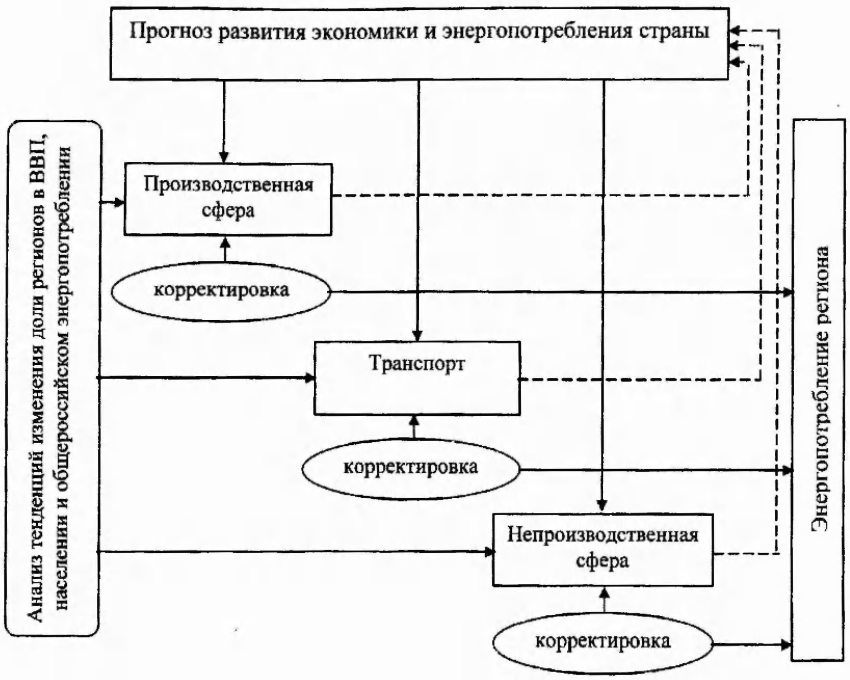


Рис. 2.3. Схема модели СТЭП для долгосрочного прогнозирования регионального энергопотребления.

где $B_{er}^{(t)}$, $Q_{er}^{(t)}$ – потребность в энергоносителе e в регионе r в году t соответственно производственной и непроизводственной сфере; $\gamma_{er}^{(t0)}$ – доля региона r в потреблении энергоносителя e в базовом году t_0 в производственной или непроизводственной сфере; λ_r – доля региона в общероссийском ВВП; δ_r – доля региона в численности населения страны.

Выражения (2.1) и (2.2) эквивалентны следующим:

$$B_{er}^{(t)} - b_{er}^{(t0)} I_e^{(t)} \text{ВВП}_r^{(t)}$$

и

$$Q_{er}^{(t)} = q_{er}^{(t0)} I_{pe}^{(t)} n_r^{(t)},$$

где $b_{er}^{(t0)}$ – энергопотребление в производственной сфере на единицу валового регионального продукта в базовом году; $q_{er}^{(t0)}$ – душевое энергопотребление в регионе в базовом году; $I_e^{(t)}$ и $I_{pe}^{(t)}$ – индексы изменения в России соответственно энергоемкости ВВП (в производственной сфере) и душевого энергопо-

требления (в непроизводственной сфере); $ВВП_r^{(t)}$ – валовой региональный продукт; $n_r^{(t)}$ – численность населения в регионе.

На *втором этапе* полученные значения энергопотребления корректируются с учетом существенных изменений, способных заметно повлиять на тенденции энергопотребления в регионе (намечаемое строительство крупного энергоемкого производства, крупномасштабная замена тепловозной тяги на электрическую, значительные изменения соотношения цен на энергоносители по сравнению с общероссийскими тенденциями, изменения в миграционной политике и т.д.).

Структура энергоносителей определяется общероссийскими тенденциями исходя из существующего в базовом году (t_0) состояния, т.е. предполагаемым увеличением или снижением доли того или иного энергоносителя с учетом региональных особенностей.

Региональные прогнозы, учитывая территориальные, производственные, климатические и демографические особенности, позволяют уточнить общероссийские прогнозы. В первую очередь это касается прогнозов энергопотребления в непроизводственной сфере.

В связи с невозможностью полностью формализовать все перечисленные принципы инструментарий строится как имитационно-диалоговый, с помощью многовариантного формирования условий для моделей. При этом полученные результаты предполагают необходимость обсуждения и корректировки экспертным путем (привлечение специалистов в области энергопотребления, энергетических организаций и администраций территорий), а существование объективных закономерностей развития экономики и энергопотребления дает возможность верификации полученных региональных прогнозов путем оценки соответствия существующим глобальным тенденциям.

На этой стадии расчетов потребность в конкретных видах топлива (газ, мазут, уголь и др.) не определяется. Это делается в оптимизационной модели ТЭК страны по федеральным округам (см. гл. 4). В модели ТЭК определяется рациональный вариант удовлетворения заданной потребности в энергоносителях (в электроэнергии, централизованном тепле и котельно-печном топливе) путем развития генерирующих мощностей и конкретных месторождений угля, газа и нефти. При расчете минимизируются так называемые приведенные затраты на производство и транспорт энергоресурсов.

Полученные в результате расчетов двойственные оценки (замыкающие затраты) топлива в самом первом приближении отображают рыночные цены. Из-за агрегирования потребностей и территории они практически не учитывают разную эффективность использования взаимозаменяемых видов топлива в различных отраслях. Не учитывается также растущая зависимость цен на региональных энергетических рынках от мировых цен. Это заставляет включить в схему прогнозирования энергопотребления прогноз вероятной динамики цен на топливо и энергию. Используемый при этом методический подход отображает поведение на региональном энергетическом рынке потенциальных поставщиков топливно-энергетических ресурсов (см. гл. 3). В данном регионе определяются минимальные цены предложения (цены самофинансирования, покрывающие эксплуатационные расходы и обеспечивающие минимальную прибыль на вложенный капитал), цены межтопливной конкуренции и цены равновесия с мировыми. Последние равны ожидаемым экспортным ценам за минусом транспортных расходов и таможенных сборов.

На заключительном этапе на основе прогноза энергопотребления и вероятной динамики цен на топливо и энергию определяется зависимость спроса на энергоносители от их стоимости. Методические подходы к определению ценовой эластичности описаны ниже (см. разд. 2.5).

2.3. Особенности прогнозирования энергопотребления в производственной сфере

Производственная сфера, включающая промышленность, строительство, сельское хозяйство и транспорт, является крупнейшим потребителем энергии в стране. В общем потреблении производственной сферы на долю промышленности в 2005 г. приходилось 78 % электроэнергии, 81 % пара и горячей воды, 93 % котельно-печного топлива. Ее энергоемкость в 3–4 раза выше, чем в развитых странах, что в значительной степени объясняется особенностями ее производственной структуры (большой удельный вес энергоемких отраслей и производств), а также медленными темпами замены неэффективных технологий и недостаточным вниманием к энергосбережению.

Изменение энергоемкости зависит от весьма широкого круга факторов: научно-технического прогресса, внутриотраслевых структурных изменений,

материалоемкости, темпов развития экономики, изменения цен на энергоресурсы. Очевидно, что при прогнозировании энергопотребления надо учитывать эти взаимосвязанные факторы, оценивать возможности энергосбережения и эффективности соответствующих мероприятий в ожидаемых условиях.

Одним из способов определения потенциала возможной экономии энергии в отраслях промышленности является сравнение значений удельных расходов энергии с *теоретически минимальными пределами*, называемыми идеализированными аналогами [39]. Разработанный в СЭИ СО РАН В.С. Степановым и Т.Б. Степановой подход позволяет не только сравнивать новые технологии на уровне их идеальных аналогов и выбирать более эффективные с энергетической точки зрения, но и использовать их для приближенной оценки потребностей в энергии. Исследования показали, что расход энергоресурсов даже во многих новых технологиях теоретически можно уменьшить еще в 2 раза, а в производстве алюминия, стали, свинца – в 4 раза [40]. Однако полная реализация этого потенциала практически невозможна и экономически не целесообразна в современных условиях.

В 1988–1992 гг. в ИНЭИ РАН была создана первая и наиболее полная в стране база данных по энергосберегающим технологиям для всех энергоемких отраслей экономики и оценен потенциал энергосбережения в отраслях [41]. Использование такой базы данных позволило установить для условий России экспоненциальную связь между объемами энергосбережения и удельными затратами на энергосберегающие мероприятия.

Метод оценки технического потенциала энергосбережения и модель расчета энергоэффективности были разработаны в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» [42]. Для оценки эффективности энергосберегающих мероприятий был применен достаточно простой метод, в соответствии с которым она определялась сравнением потоков денежных затрат в двух вариантах при замене установленного оборудования на энергосберегающее или на оборудование, полностью аналогичное заменяемому. Дополнительные затраты для повышения эффективности, включающие в себя стоимость оборудования и его монтаж, сравнивались со стоимостью сэкономленной энергии за срок полезного использования оборудования, т.е. вычислялся дисконтированный доход.

Действие структурных факторов на энергоемкость может проявляться в разных формах, но, как правило, сводится к двум разновидностям. Первая из

них формирует динамику энергопотребления путем непосредственного изменения расхода энергии на единицу продукции в отрасли (при оценке по полным ее затратам) в связи со снижением материалоемкости, переводом на новые технологии или вследствие замены энергоемких видов продукции менее энергоемкими, вторая — путем ускоренного увеличения доли менее энергоемкой продукции в общем ее объеме.

Влияние на энергоемкость структурных факторов можно оценить разными методами: по полным и прямым затратам, методом разностей и индексными методами, имеющими ряд модификаций. Роль структурных сдвигов выявляется наиболее полно, если учитывать не только прямые, но и косвенные затраты энергии по всей цепочке взаимосвязанных (сопряженных) отраслей, продукция которых необходима для работы данной отрасли. Для ряда отраслей полные затраты энергии превышают прямые в несколько раз. Количество уровней сопряжения, величины косвенных капиталовложений, масштабы ввода производственных мощностей и производства продукции в сопряженных отраслях и соответственно полные затраты энергии сильно зависят от темпов (динамики) развития рассматриваемой отрасли. Чем выше темпы роста, тем больше необходимость и возможность (за счет увеличения доли эффективных технологий и прогрессивных изменений структуры производства) снижения энергоемкости отраслей.

Мировой опыт свидетельствует о снижении энергоемкости в производственной сфере при повышении стоимости энергоносителей. Самые высокие темпы снижения энергоемкости в отдельных отраслях производственной сферы в развитых странах наблюдались в 1972–1988 гг., т.е. в период максимального роста цен на энергоресурсы [43].

В ИСЭМ СО РАН для прогноза энергопотребления в производственной сфере России на перспективу 20 лет и более используется описанная в разд. 1.3 система моделей. Входящая в нее имитационная *модель энергопотребления в производственной сфере* (рис. 2.4), представляет собой набор матриц энергоемкости по отраслям и по видам энергоносителей для новых и существующих мощностей, по которым, на основе полученной из макроэкономической модели МИДЛ информации об объемах производства валовой продукции и требуемых вводах новых производственных мощностей, рассчитываются средние коэффициенты энерго-, материалоемкости и потребности в энергоносителях.

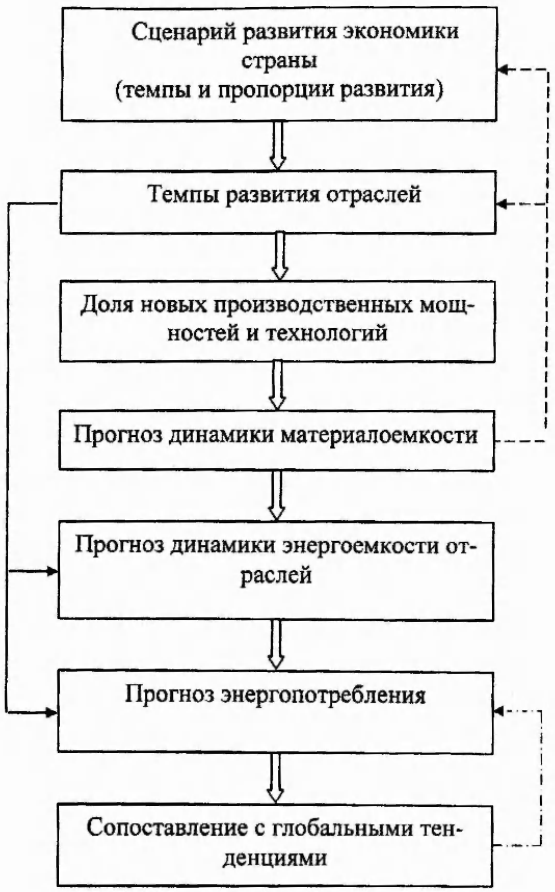


Рис. 2.4. Общая схема расчетов по имитационной модели энергопотребления в производственной сфере.

Особенностью используемого подхода является разделение мощностей на новые и существующие, позволяющее учитывать влияние на средние значения коэффициентов энерго- и материалоемкости темпов развития отдельных отраслей и экономики в целом. При более высоких темпах увеличивается доля новых, более эффективных и, как правило, менее энергоемких производственных мощностей и технологий. В результате существенно меняется средняя энерго- и материалоемкость выпускаемой продукции. Эти факторы оказывают влияние

на темпы и пропорции развития экономики и соответственно на энергопотребление.

Исходные данные для расчетов энергопотребления – объем производства валовой продукции и ввод новых мощностей, получаемых из макроэкономической модели МИДЛ, а также матрицы удельных расходов энергии. Коэффициенты материало- и энергоемкости отраслей рассчитываются с учетом темпов ввода новых и выбытия старых мощностей.

Потребности в электроэнергии, тепловой энергии, котельно-печном топливе в отраслях определяются по следующим формулам:

$$W_i(t) = w_i^н(t)\, X_i^н(t) + w_i^с(t)\, X_i^с(t),$$
$$Q_i(t) = q_i^н(t)\, X_i^н(t) + q_i^с(t)\, X_i^с(t),$$
$$B_i(t) = b_i^н(t)\, X_i^н(t) + b_i^с(t)\, X_i^с(t),$$

где $X_i^н(t)$ и $X_i^с(t)$ – объемы производства продукции отрасли i на новых и существующих производственных мощностях в году t; $W_i(t)$ – потребность отрасли i в электроэнергии в году t, млрд кВтч; $Q_i(t)$ – потребность отрасли i в тепле в году t, млн Гкал; $B_i(t)$ – потребность отрасли i в топливе в году t, млн т у.т.; $w_i^н(t)$ и $w_i^с(t)$ – электроемкость продукции отрасли i на новых и существующих производственных мощностях в году t, кВтч/руб.; $q_i^н(t)$ и $q_i^с(t)$ – теплоемкость продукции отрасли i на новых и существующих производственных мощностях в году t, Гкал/тыс. руб.; $b_i^н(t)$ и $b_i^с(t)$ – топливоемкость продукции отрасли i на новых и существующих производственных мощностях в году t, т у.т./ тыс. руб.

Потребности в моторном топливе рассчитываются с учетом его расхода на стационарные и транспортные нужды. Потребление на грузовом транспорте увязывается с темпами роста грузооборота, который, в свою очередь, зависит от объемов производства продукции в отраслях экономики. При этом учитываются закономерные изменения в структуре транспорта и его энергоемкости. Динамика энергоемкости отдельных видов транспорта определяется целым комплексом факторов: развитостью транспортной инфраструктуры, прежде всего, дорог, численностью и укомплектованностью парка транспортных средств, их техническим состоянием, уровнем эксплуатации и т.д. Расход моторного топлива на пассажирские перевозки оценивается с учетом жизненного уровня, обеспеченности населения легковыми автомобилями и другими факторами.

Особое внимание в оценке перспективного энергопотребления уделяется *прогнозированию динамики энергоемкости в отраслях производственной сферы.*

Прогнозирование отраслевой энергоемкости осуществляется по схеме, показанной на рис. 2.5. На новых мощностях она определяется с учетом зарубежных аналогов и структурных изменений. Предусматривается также изменение энергоемкости на существующих мощностях, обусловленное модернизацией оборудования и технологий.

Для оценки изменения технологий и внутриотраслевой структуры производства продукции проводится анализ существующих и перспективных крупных технологических и продуктовых сдвигов исходя из глобальных тенденций и отечественных отраслевых прогнозов, а затем формируется прогноз этих изменений.

Обязательной является оценка влияния стоимости энергоносителей на энергопотребление. При этом используются известные подходы по учету ценового фактора: построение кривых, связывающих масштабы энергосбережения с требуемыми для их реализации затратами; коэффициенты эластичности спроса на топливо и энергию по их ценам. Кроме того, разработан *способ оценки экономической целесообразности ускорения перехода к новой технологии в данной отрасли или подотрасли*, заключающийся в определении изменения средней за период эксплуатации дисконтированной цены самоокупаемости продукции (минимальной цены предложения) после внедрения новой технологии с учетом ожидаемой динамики цен на используемые энергоносители и изменения других составляющих ежегодных издержек. Если она снижается, то применение новой технологии целесообразно.

Энергоемкость отдельных видов продукции рассчитывается в натуральных единицах. Далее она агрегируется по подотраслям в денежных единицах, и затем определяются коэффициенты энергоемкости на единицу конечной продукции отрасли.

Для исследования влияния на энергоемкость структурных сдвигов используется макроэкономическая модель МИДЛ. Она позволяет учесть затраты энергии не только на эксплуатационные нужды, но и на ввод новых мощностей, а также влияние на полную энергоемкость импорта оборудования и материалов.



Рис. 2.5. Схема долгосрочного прогнозирования динамики энергоемкости отраслей производственной сферы.

О важности учета в прогнозных исследованиях возможных изменений в межотраслевой структуре промышленности говорят большие различия в удельных расходах энергоносителей на единицу валовой продукции в разных отраслях. Из табл. 2.1 видно, что, например, электроемкость машиностроения в 3,6 раза, а топливоемкость в 27 раз ниже, чем в черной металлургии. Однако

Таблица 2

Относительная энергоемкость* отраслей промышленности, 2005 г.

Отрасль	Электроемкость		Теплоемкость		Топливоемкость		Суммарная энергоемкость	
	А	В	А	В	А	В	А	В
Машиностроение	100	100	100	100	100	100	100	100
Черная металлургия	360	230	190	130	2770	980	710	300
Цветная металлургия	360	270	140	120	190	200	270	170
Химическая, нефтехимическая	280	200	420	290	340	190	350	180
Лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная	230	150	340	220	120	110	240	120
Промышленность строительных материалов	200	100	200	110	1450	460	410	150
Легкая	200	120	180	120	30	25	140	70
Пищевая	55	40	100	70	70	50	70	40

Примечание. Машиностроение – 100 %.
*А – прямая, В – полная (с учетом энергопотребления в сопряженных отраслях).

увеличение производства машин и оборудования может потребовать увеличения затрат проката черных и цветных металлов, на производство которых также требуется топливо и энергия, следовательно, с учетом косвенных затрат различия в энергоемкости машиностроения и металлургии уменьшаются (но остаются достаточно значимыми). Поэтому для оценки роли отдельной отрасли в энергопотреблении важно учитывать не только прямые, но и косвенные затраты энергии в сопряженных с ней отраслях при увеличении на единицу выпуска продукции в этой отрасли. Например, в машиностроении полная энергоемкость, включающая топливно-энергетические затраты в металлургии и других сопряженных отраслях, может превышать прямую в 6–7 раз (рис. 2.6).

Эти межотраслевые материальные и энергетические связи отражаются в так называемых *коэффициентах полной энергоемкости*. Они показывают как увеличится потребность в рассматриваемом энергоносителе в данной (прямые затраты) и сопряженных (косвенные затраты) с ней отраслях при увеличении на единицу выпуска продукции в этой отрасли – *полные эксплуатационные затраты*. Последние могут включать в себя инвестиционную составляющую на развитие всех производств по всей цепочке межотраслевых связей – *полные воспроизводственные затраты*.

2.4. Особенности долгосрочного прогнозирования энергопотребления в непроизводственной сфере

Прогнозирование потребления энергии в непроизводственной сфере невозможно без изучения влияния на его уровень и структуру социальных, экономических и технических факторов. К ним относятся: динамика численности населения и структура его расселения (городское, сельское), обеспеченность населения жилыми и общественными зданиями, типы зданий по назначению и материалу стен, удельные нормы теплопотерь через ограждающие конструкции зданий, степень насыщенности населения и сферы услуг электропотребляющими приборами, душевое потребление горячей воды, расходов энергии на приготовление пищи, удельные расходы энергии основными приборами бытового назначения и т.п.

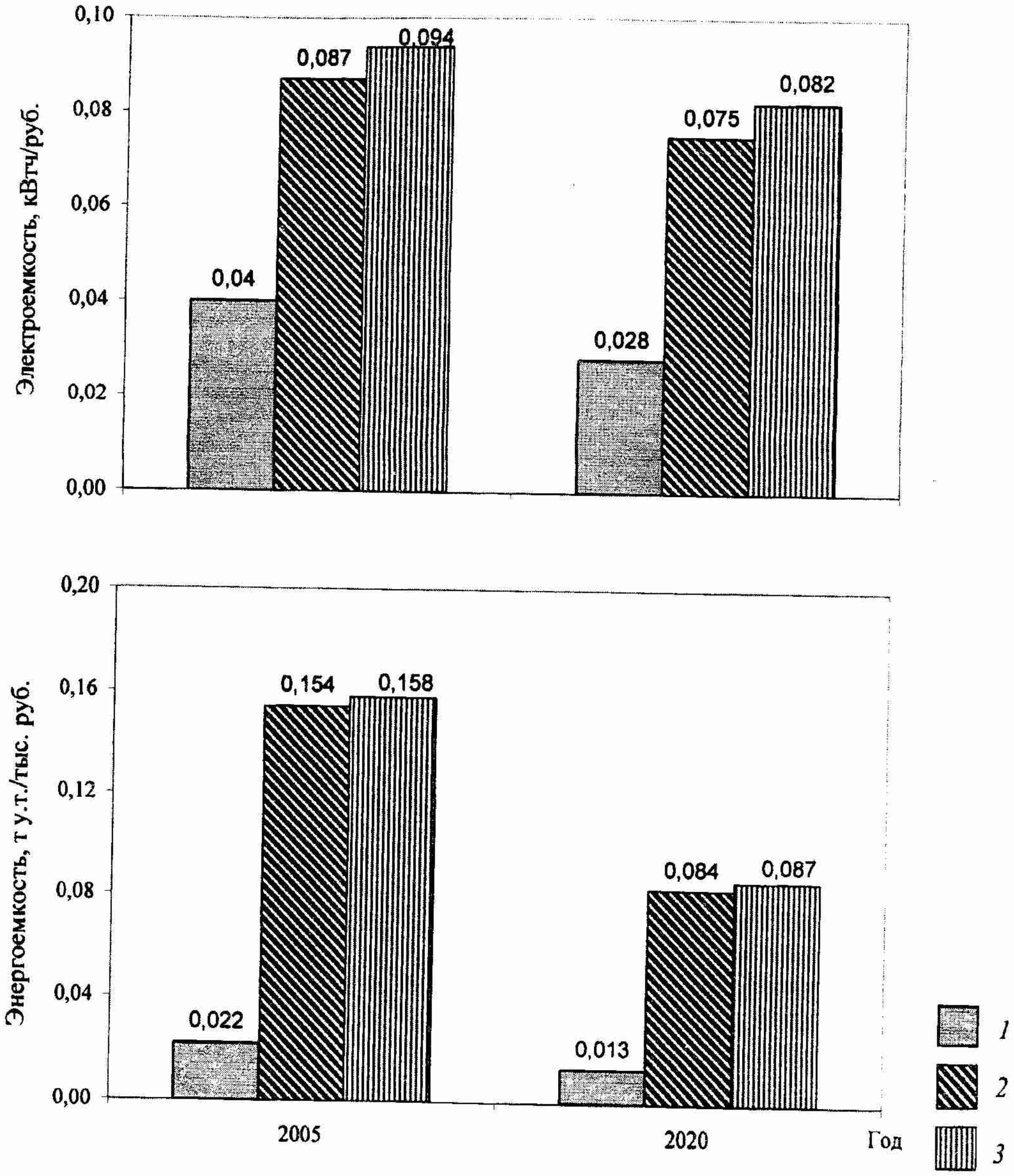


Рис. 2.6. Возможное изменение прямой и полной энергоемкости машиностроения в перспективе.

1 – Затраты прямые электроэнергии и ТЭР, *2* – полные (эксплуатационные), *3* – полные (воспроизводственные).

Для формирования структуры энергопотребления в непроизводственной сфере большое значение имеет характеристика энергопотребляющих процессов, которые в зависимости от целевого назначения классифицируются следующим образом:

– освещение и потребление энергии на культурно-бытовые и хозяйственные нужды (светильники, телевизоры, компьютеры, кухонные приборы, пылесосы, стиральные машины, холодильники и др.), а также коммунальные устройства (лифты, водоснабжение и канализация, уличное освещение и т.п.);

– высокотемпературные (установки и приборы, служащие для приготовления пищи);

– средне- и низкотемпературные (отопительные установки, устройства для получения горячей воды).

Если для освещения и работы приборов культурно-бытового назначения монопольным энергоносителем является электрическая энергия, то в тепловых процессах могут использоваться различные энергоносители (горячая вода, газ, уголь, дрова и т.д.).

В структуре энергопотребления непроизводственной сферы основную долю (до 80 %) занимают тепловые процессы – отопление, вентиляция и горячее водоснабжение.

Важнейшим фактором, определяющим потребление энергии на отопление, является *удельный расход тепла на 1 м^2 зданий.* Он содержит целый комплекс характеристик: климатические условия, нормативы теплозащитных характеристик зданий, система расселения, в том числе удельный вес городского и сельского населения, схема теплоснабжения, структура зданий по назначению, этажности и типам конструкций и т.д.

Еще один фактор, имеющий немаловажное значение для формирования расходов тепла в непроизводственной сфере, это *доля централизации теплоснабжения.* Проявившаяся в последние годы тенденция к изменению структуры вводимого жилья (в направлении роста коттеджной застройки) стабилизировала и даже несколько снизила степень централизации теплоснабжения.

Горячее водоснабжение (ГВС) является вторым по значимости теплопотребляющим процессом, во многом определяющим комфортность жизни. Энергопотребление на ГВС определяется прежде всего *уровнем благоустройства* жилого и общественного фонда (охват водопроводом, ГВС, ваннами, душем) и используемыми схемами горячего водоснабжения.

В структуре потребления электроэнергии основными направлениями расхода являются освещение, бытовые приборы, пищеприготовление.

Расход электроэнергии на освещение зависит от целого ряда факторов.

- *Рост освещаемой площади* (численность населения, рост обеспеченности жилой площадью городского и сельского населения, а также площадей общественных зданий, увеличение числа населенных пунктов и протяженности освещаемых улиц).
- Повышение требований к *качеству искусственного освещения*, прежде всего, к увеличению освещенности, а также улучшению светоотдачи.
- *Экономичность* различных *источников света*, эффективность и целесообразность внедрения новых источников света.
- *Продолжительность использования источников света* в суточном и годовом разрезе, зависящая как от географических условий (продолжительность светового дня в общегодовом разрезе), так и от изменений в образе жизни и быта населения.

Электропотребление общественных зданий зависит в первую очередь от их *структуры* (отели, больницы, универмаги и т.д.), а также уровня оборудования, степени использования площадей, часов работы и т.п.

Электробытовым приборам принадлежит основное место в области улучшения условий жизни и быта населения. Потребление электроэнергии бытовыми приборами в жилом секторе является функцией двух величин: а) *насыщенности населения отдельными видами бытовых приборов* и б) *потребления электроэнергии на один прибор.*

Основные энергоемкие бытовые приборы – холодильники, морозильники, стиральные машины, сушилки, посудомоечные и другие кухонные агрегаты. Набор электробытовых приборов для города и села различен. Помимо набора, характерного для городских жителей, в селе, как правило, имеются электроприборы, связанные с ведением приусадебного хозяйства (электродоилки, электросепараторы, насосы и т.д.).

Расход тепла на приготовление пищи зависит от многих факторов, которые с трудом поддаются количественной оценке:

- *демографических* (количество членов и состав семьи, режим и рацион питания с учетом национальных традиций и климатических условий);
- *организационных* (обеспеченность предприятиями общественного питания, степень использования полуфабрикатов в домашнем питании);
- *технических* (внедрение новых усовершенствованных приборов, обеспечивающих равномерное распределение потока тепла и поддерживающих

оптимальный режим в процессе приготовления пищи, внедрение посуды со специальным покрытием).

Воздействие цен на энергопотребление в непроизводственной сфере будет неоднозначным. Первой реакцией населения при росте цен на энергию является абсолютное ограничение ее потребления, однако шок проходит довольно быстро (за 1–2 года) и уровень расходования энергии восстанавливается. Значительно большее влияние оказывает целенаправленная государственная поддержка мер по энергосбережению. Однако реальный долгосрочный эффект обеспечивают лишь капитальные мероприятия: изменение технологии строительства и используемых строительных материалов, ужесточение стандартов на жилье и оборудование и т.п.

В зарубежных странах для оценки влияния роста цен на энергоносители, на энергопотребление используют коэффициенты эластичности. Однако этот показатель для разных стран и периодов различен (табл. 2.2), что ограничивает возможность его применения.

Исследования, проводившиеся на модели EFOM-ENV для Германии, показали, что ценовая эластичность по энергопотребляющим процессам домохозяйств лежит в диапазоне: для отопления и горячего водоснабжения от –0,10 до –0,20; для пищи приготовления от –0,05 до –0,15; для освещения от –0,01 до –0,01; для бытовых приборов от –0,03 до –0,09.

Таблица 2.2

Коэффициенты эластичности спроса на энергию для населения за 1970–1993 гг. [44]

Период	США	Япония	Швеция	Норвегия	Западная Германия
Эластичность по цене					
Краткосрочный	–0,09	–0,10	–0,11	–	–0,09
Долгосрочный	–0,13	–0,19	–0,11	–	–0,14
Эластичность по доходам					
Краткосрочный	0,12	0,53	–	0,50	0,27
Долгосрочный	0,17	1,02	–	0,81	0,42

К сожалению, в России еще не накоплено статистических данных, достаточных для получения достоверных значений коэффициентов эластичности спроса на энергоносители от их стоимости.

На уровень потребления энергии оказывает влияние и уровень доходов населения. Очевидно, чем выше доходы, тем больше отапливаемая площадь домохозяйств, насыщенность бытовой техникой разного назначения и соответственно, больше энергопотребление.

Изменение доли расходов домохозяйств на оплату электроэнергии и централизованного тепла в среднем по России представлено на рис. 2.7. Если расходы на оплату электроэнергии за 1995–2008 г. менялись незначительно, то оплата тепла выросла почти в 2 раза. Доля оплаты за энергию в среднем по России пока невелика, однако в связи со значительным ростом в ближайшей перспективе стоимости энергоносителей эта величина будет иметь тенденцию к увеличению, а для разных групп населения она уже сейчас может изменяться в довольно широком диапазоне.



Рис. 2.7. Изменение доли расходов на электроэнергию и централизованное тепло в структуре потребительских расходов домашних хозяйств в России [45].

Высокий удельный вес непроизводственной сферы (население и сфера услуг) в общем энергопотреблении и его социальная значимость заставляют уделять особое внимание этому сектору в прогнозных исследованиях. Для этой цели разрабатываются специальные модели. Среди зарубежных можно упомянуть канадскую CREECEM (Canadian Residential End-use Energy Consumption and Emission Model), а также подмодели для определения потребности в энер-

горесурсах населения и сферы услуг в модельных комплексах NEMS (США) и PRIMES (Европейский союз). Каждая из упомянутых моделей представляет собой подробное описание процессов конечного потребления энергии в различных зданиях, разбитых по типам и периодам постройки, с возможными перспективными техническими и ценовыми изменениями для исследуемых регионов и стран.

В России, как и в СССР, для прогноза энергопотребления в непроизводственной сфере в основном применяются разновидности эконометрического метода и метода прямого счета по основным энергопотребляющим процессам [46, 47].

Отличительной особенностью развиваемого в ИСЭМ СО РАН метода прогнозирования душевого энергопотребления в непроизводственной сфере в современных условиях является учет ценового фактора и платежеспособность населения и сферы услуг, поэтому наряду с определением уровней энергопотребления вводятся процедуры анализа изменения спроса в зависимости от стоимости энергоносителей и доходов населения. Для прогноза энергопотребления в непроизводственной сфере разработана модель НЕПР-ЭН. В основу модели (рис. 2.8) положен расчетный метод [48, 49] с учетом климатических характеристик региона, уровня и стиля жизни населения.

Душевое энергопотребление в непроизводственной сфере складывается из потребления на отопление и вентиляцию, горячее водоснабжение, освещение, бытовые приборы и пищеприготовление в жилом и общественном секторах городской и сельской местности.

Расход тепла на нужды *отопления и вентиляции* складывается из потребности жилых и общественных зданий городских и сельских поселений:

$$Q^{(T)}_{\text{отоп}} = Q^{(T)}_{\text{жил г}} + Q^{(T)}_{\text{общ г}} + Q^{(T)}_{\text{жил с}} + Q^{(T)}_{\text{общ с}}, \qquad (2.3)$$

где $Q^{(T)}_{\text{отоп}}$ – суммарная душевая потребность в тепле на отопление в году T; $Q^{(T)}_{\text{жил г}}$, $Q^{(T)}_{\text{жил с}}$ – душевая потребность в тепле на отопление жилья в городе и селе; $Q^{(T)}_{\text{общ г}}$, $Q^{(T)}_{\text{общ с}}$ – душевая потребность в тепле на отопление общественных зданий в городе и селе.

Душевое теплопотребление на отопление жилых зданий (гигакалорий в год на человека) определяется как произведение годового удельного расхода теплоты на 1 м^2 площади и нормы обеспеченности жилой площадью (м^2 общей площади на человека).

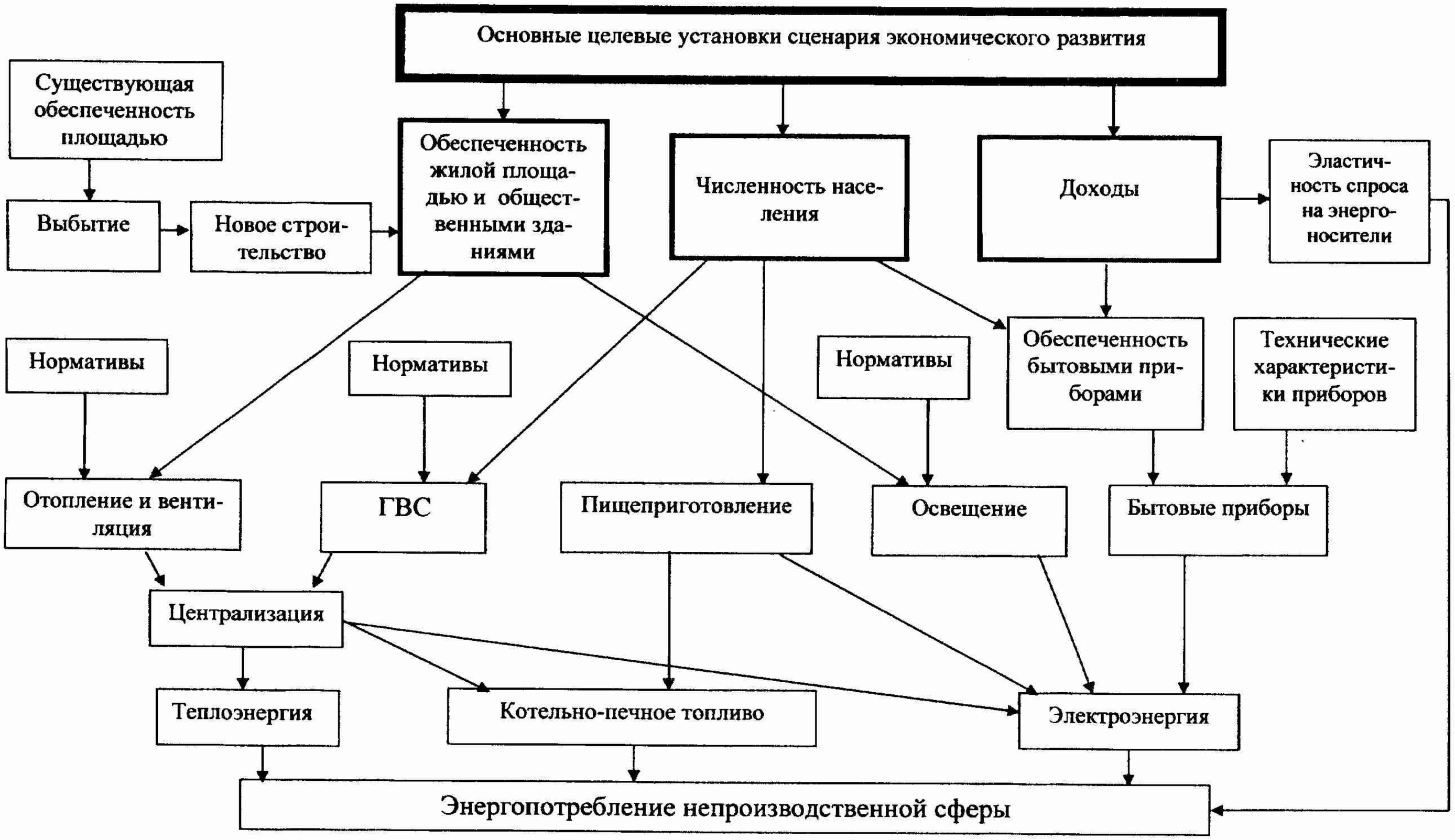


Рис. 2.8. Принципиальная схема модели НЕПР-ЭН для прогнозирования энергопотребления в непроизводственной сфере.

Годовой расход теплоты на отопление 1 м^2 общей площади жилых зданий ($Q_{жил}$ Гкал/м^2) в году T определяется по формуле:

$$Q^{(T)}_{жил} = q^{(T)} [(t_{вн} - t_{сро}) / (t_{вн} - t_{ро})] n_o 10^6, \qquad (2.4)$$

где $q^{(T)}$ – часовой расход теплоты на отопление 1 м^2 общей площади жилых зданий, ккал/ч; $t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °С; $t_{сро}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С; $t_{ро}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С; n_o – продолжительность отопительного периода, ч.

Климатические параметры, входящие в формулу (2.4) принимаются согласно СНиП.

Потребление теплоэнергии на отопление зависит от размеров жилого фонда, его структуры по этажности и типам конструкций зданий, доли старых и новых зданий, климатических условий и определяется:

$$Q^{(T)}_{жил} = (F^{(T0)}_{г} - F^{(T)}_{выб\ г}) q^{(T0)}_{жил\ г} + \sum_i F^{(T)}_{нов\ i\ г} q^{(T)}_{жил\ нов\ i\ г} +$$

$$+ (F^{(T0)}_{с} - F^{(T)}_{выб\ с}) q^{(T0)}_{жил\ с} + \sum_i F^{(T)}_{нов\ i\ с} q^{(T)}_{жил\ нов\ i\ с}, \qquad (2.5)$$

где $Q^{(T)}_{жил}$ – душевое теплопотребление на отопление жилья, Гкал/чел.; $F^{(T0)}_{г}$, $F^{(T0)}_{с}$ – существующая обеспеченность жилой площадью городского и сельского населения, м^2/чел.; $F^{(T)}_{выб\ г}$, $F^{(T)}_{выб\ с}$ – площадь выбытия ветхого жилья, м^2/чел.; $F^{(T)}_{нов\ i\ г}$, $F^{(T)}_{нов\ i\ с}$ – обеспеченность жилой площадью новой постройки по этажности в городской и сельской местности (i – количество этажей), м^2/чел.; $q^{(T0)}_{жил\ г}$, $q^{(T0)}_{жил\ с}$, $q^{(T)}_{жил\ нов\ i\ г}$, $q^{(T)}_{жил\ нов\ i}$ – удельная отопительная характеристика для существующих зданий и новой постройки по i-му виду жилых зданий для города и села, Гкал/м^2.

Расход тепла на отопление и вентиляцию общественных зданий зависит от типа и назначения зданий (общеобразовательные, здравоохранение, культурно-зрелищные, бытовое обслуживание, торговля и т.д.).

$$Q^{(T)}_{общ} = Q^{(T)}_{отоп\ общ} + Q^{(T)}_{вент\ общ}. \qquad (2.6)$$

При отсутствии подробной информации о структуре общественных зданий расход тепла на отопление и вентиляцию можно определить согласно [50]:

отопление

$$Q^{(T)}_{отоп\ общ} = 0{,}25\ Q^{(T)}_{жил}, \qquad (2.7)$$

вентиляция

$$Q^{(T)}_{\text{вент общ}} = 0{,}4\, Q^{(T)}_{\text{отоп общ}}. \qquad (2.8)$$

Таким образом, для определения душевого расхода тепла на отопление в первую очередь нужно иметь перспективную обеспеченность населения жилой площадью и общественными зданиями. Эти показатели зависят от уровня развития экономики страны и регионов, возможностей строительного комплекса, а также уровня доходов населения. Их значения принимаются в соответствии с рассматриваемым сценарием экономического развития территории. Другим показателем является норматив теплопотерь зданий, принимаемое значение которого должно отражать перспективную структуру застройки по этажности зданий, применяемых для строительства материалов, улучшение изоляции существующей застройки, а также возможное изменение нормативов теплопотерь.

Потребность в теплоэнергии, связанная с *горячим водоснабжением* на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды населения и общественных зданий в городских и сельских поселениях в расчете на человека (Гкал), определяется:

$$Q^{(T)}_{\text{ГВС}} = Q^{(T)}_{\text{ГВС жил г}} + Q^{(T)}_{\text{ГВС общ г}} + Q^{(T)}_{\text{ГВС жил с}} + Q^{(T)}_{\text{ГВС общ с}}, \qquad (2.9)$$

где $Q^{(T)}_{\text{ГВС жил г}}$, $Q^{(T)}_{\text{ГВС жил с}}$ – потребность в теплоэнергии на нужды ГВС городского и сельского населения; $Q^{(T)}_{\text{ГВС общ г}}$, $Q^{(T)}_{\text{ГВС общ с}}$ – потребность в теплоэнергии на нужды ГВС общественного сектора в городе и селе.

Расход тепла на ГВС рассчитывается следующим образом:

$$Q^{(T)}_{\text{ГВС}} = a^{(T)}\, \alpha\rho\, [(55 - t_{\text{хэ}})\, n_o + b\, (N - n_o)\, (55 - t_{\text{хл}})]\, 10^6, \qquad (2.10)$$

где $a^{(T)}$ – среднесуточная норма расхода горячей воды при температуре 55 °С на человека зависит от уровня благоустройства зданий и от способа организации горячего водоснабжения, л; α – теплоемкость воды, ккал/кг °С; ρ = 1 кг/л – плотность воды; $t_{\text{хз}}$, $t_{\text{хл}}$ – температура холодной (водопроводной) воды в зимний ($t_{\text{хэ}}$ = 5 °С) и летний ($t_{\text{хл}}$ = 15 °С) периоды; b – коэффициент, учитывающий снижение расхода горячей воды в неотопительный период; n_o – продолжительность отопительного сезона, дней; N – число суток работы горячего водоснабжения в году (для централизованного принимается 350, для децентрализованного – 365).

Количество горячей воды, расходуемой на санитарно-гигиенические и хозяйственные нужды населения, зависит от уровня комфортности жилья и способа организации горячего водоснабжения. При централизованном горячем водоснабжении минимальный расход на человека составляет 105 л/сут. (при

температуре горячей воды 55 °С). Зависимость годового расхода теплоэнергии от продолжительности отопительного сезона определяет его дифференциацию по территории.

Таким образом, для определения перспективной потребности в тепле на ГВС необходимо оценить уровень благоустройства жилого и общественного фонда (охват водопроводом и ГВС), развитие схем ГВС (централизованная и децентрализованная, в том числе с газовыми, электрическими водонагревателями и отопительно-варочными печами на твердом топливе), возможности увеличения комфорта жилья (повышение доли оборудованного душем и ваннами) и внедрения мероприятий по совершенствованию систем ГВС.

Расход топлива на децентрализованное отопление и ГВС (т у.т. на человека в год) определяется с учетом доли централизованного отопления и ГВС, электроотопления и электроводонагрева:

$$B^{(T)} = [(1 - c^{(T)}_{\text{жил}} - D^{(T)}_{\text{жил э}})\, Q^{(T)}_{\text{жил}} + (1 - c^{(T)}_{\text{общ}} - D^{(T)}_{\text{общ э}})\, Q^{(T)}_{\text{общ}} + (1 - c^{(T)}_{\text{ГВС}} - D^{(T)}_{\text{ГВС э}})\, Q^{(T)}_{\text{ГВС}}]\, b_{\text{ут}}, \quad (2.11)$$

где $c^{(T)}_{\text{жил}}$, $c^{(T)}_{\text{общ}}$, $c^{(T)}_{\text{ГВС}}$ – доля централизации жилых и общественных зданий; $D^{(T)}_{\text{жил э}}$, $D^{(T)}_{\text{общ э}}$, $D^{(T)}_{\text{ГВС э}}$ – доля электроотопления и электроводонагрева; $b_{\text{ут}}$ – коэффициент перевода тепла в топливо.

Следовательно, для определения расхода топлива на отопление и ГВС необходимо оценить изменение в перспективе доли централизованного теплоснабжения, электроотопления и электроводонагрева. Представляется, что с развитием строительства коттеджей электроотопление и электроводонагрев будут в перспективе расти.

Структура потребления топлива по видам прогнозируется исходя из существующего состояния общероссийскими тенденциями, т.е. увеличения или снижения доли того или иного вида топлива с наложением региональной специфики.

Основными направлениями потребления *электроэнергии* являются освещение, бытовые приборы и силовые процессы, пищеприготовление. Кроме того, электроэнергия используется для отопления, горячего водоснабжения населения, кондиционирования воздуха в бытовом и общественном секторах.

Суммарный расход электроэнергии кВтч на человека определяется:

$$Э^{(T)} = Э^{(T)}_{\text{быт г}} + Э^{(T)}_{\text{общ г}} + Э^{(T)}_{\text{быт с}} + Э^{(T)}_{\text{общ с}}, \quad (2.12)$$

где $Э^{(T)}_{\text{быт г}}$, $Э^{(T)}_{\text{быт с}}$ – потребление электроэнергии населением городской и сельской местности; $Э^{(T)}_{\text{общ г}}$, $Э^{(T)}_{\text{общ с}}$ – потребление электроэнергии общественным сектором в городе и селе.

Перспективная душевая потребность в электроэнергии общественных зданий определяется исходя из существующего удельного расхода на 1 м^2, а также перспективной обеспеченности населения общественными зданиями и тенденций электропотребления соответствующих рассматриваемым сценариям:

$$Э^{(T)}_{\text{общ}} = F^{(T)}_{\text{общ}}\, e^{(T)}_{\text{общ}}, \qquad (2.13)$$

где $F^{(T)}_{\text{общ}}$ – обеспеченность населения общественными зданиями, м^2/чел.; $e^{(T)}_{\text{общ}}$ – удельный расход электроэнергии на 1 м^2 общественных зданий.

$$Э^{(T)}_{\text{быт}} = Э^{(T)}_{\text{осв}} + Э^{(T)}_{\text{приб}} + Э^{(T)}_{\text{пп}}, \qquad (2.14)$$

где $Э^{(T)}_{\text{осв}}$, $Э^{(T)}_{\text{приб}}$, $Э^{(T)}_{\text{пп}}$ – потребность электроэнергии на освещение, бытовые приборы, приготовление пищи соответственно.

Годовой расход электроэнергии на *освещение* жилых зданий в расчете на человека ($Э^{(T)}_{\text{осв}}$) для города и села определяется по формуле:

$$Э^{(T)}_{\text{осв жил}} = F^{(T)} \sum_i W^{(T)}_{i\ \text{уст осв}}\, \gamma\ h_{\max}, \qquad (2.15)$$

где $F^{(T)}$ – норма обеспеченности жилыми зданиями, м^2 общей площади на жителя; $W^{(T)}_{i\ \text{уст осв}}$ – установленная мощность источников света на 1 м^2 общей площади (Вт); γ – коэффициент одновременного включения осветительных приборов; $h_{\max}$ – число часов использования максимальной мощности горения ламп (зависит от климатического пояса).

В соответствии с исследованиями Академии коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова [47] по фактическим электронагрузкам жилых зданий и экспертным оценкам в настоящее время средняя установленная мощность источников света (W) на 1 м^2 общей площади составляет 10 Вт, коэффициент одновременности включения осветительных приборов (γ) – 0,3, среднее число часов горения ламп ($h_{\max}$) 2200, что составляет 118 кВтч/чел. в год в 1-й климатической зоне при социальной норме жилья 18 м^2/чел.

Для определения потребности электроэнергии на освещение необходимо оценить перспективную структуру семьи, обеспеченность населения жилой площадью, возможности развития сферы обслуживания, тип и структуру используемых источников света, их технические характеристики и географическое положение региона.

Потребление электроэнергии на *бытовые приборы и силовые процессы* населения в городе и селе определяется:

$$Э^{(T)}_{\text{приб}} = \sum_i \tau_i \; W^{(T)}_i \; n^{(T)}_i, \qquad (2.16)$$

где i – индекс типа прибора; τ_i – число часов использования установленной мощности i-го прибора; $W^{(T)}_i$ – установленная мощность i-го прибора; $n^{(T)}_i$ – обеспеченность прибором i-го типа (количество приборов на человека).

Для определения расхода электроэнергии на бытовые приборы населения надо знать перспективную обеспеченность населения приборами и коммунальными услугами, структуру приборов по мощности и числу часов использования. В свою очередь обеспеченность приборами зависит от состава семьи, ее социального и образовательного уровня, наличия свободного времени, уровня доходов, а также проживания в городской или сельской местности (из-за различий в обеспеченности и составе приборов).

По экспертной оценке расход тепловой энергии на *приготовление пищи* составляет около 0,32 Гкал/чел. в год.

Потребность в электроэнергии на пищеприготовление кВтч на человека в год определяется следующим образом:

$$Э^{(T)}_{\text{пп}} = 0{,}32 / 860 \; n^{(T}_{\text{э.п}} \; 10^6, \qquad (2.17)$$

где $n^{(T)}_{\text{э.п}}$ – охват населения напольными электроплитами, %; 860 – тепловой эквивалент 1 кВтч в ккал.

Душевой расход котельно-печного топлива (т у.т./чел.) рассчитывается по формуле:

$$В^{(T)}_{\text{пп}} = 0{,}32/7 \; (1 - n^{(T)}_{\text{э.п}}), \qquad (2.18)$$

где 7 – теплота сгорания условного топлива, Гкал/т у.т.

Описанная выше методика реализована средствами электронных таблиц EXCEL в виде системы моделей, составленной по иерархическому принципу. Она дает возможность определять душевую потребность в энергоносителях на трех уровнях: субъект федерации, федеральный округ, страна. Модели всех уровней имеют одинаковую структуру, что позволяет получать модель федерального округа суммированием моделей областей, краев и республик, входящих в него, а модель страны – суммированием федеральных округов или субъектов РФ.

Подход, используемый для оценки влияния стоимости энергоносителей на объемы их потребления населением, схематично представлен на рис. 2.9.

Необходимой информацией является распределение населения по децильным группам в соответствии с доходами и структура потребительских расходов в каждой такой группе.

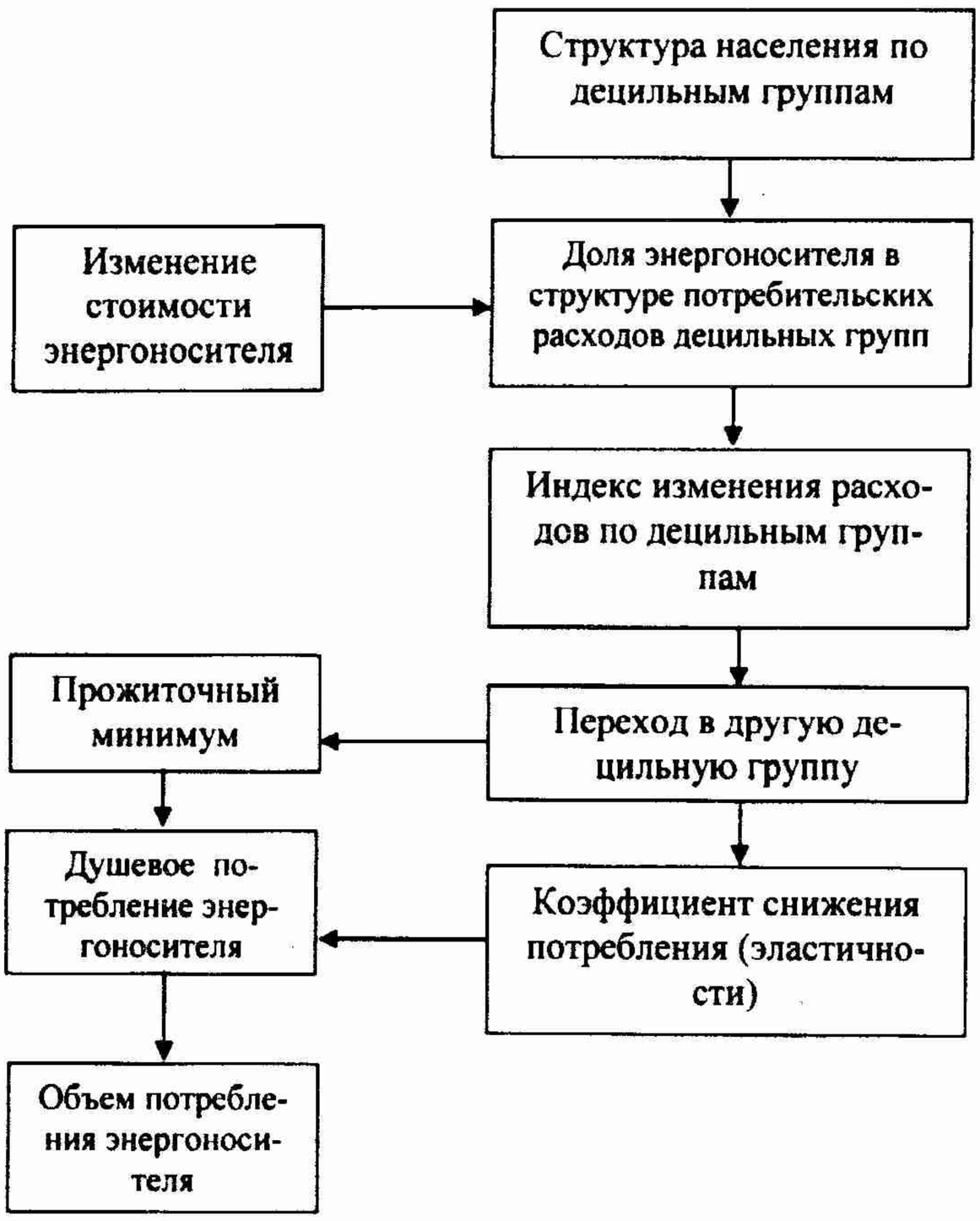


Рис. 2.9. Схема оценки изменения потребления энергоносителей населением при изменении его цены.

При изменении стоимости какого-либо энергоносителя меняется доля затрат на его оплату в структуре расходов населения в каждой децильной группе. При значительном удорожании увеличение расходов может превысить разницу в доходах ближайших децильных групп. В этом случае необходимо определить, какие децильные группы переходят границу прожиточного минимума и насколько увеличивается количество населения, находящегося за чертой бедности. В предположении, что эта часть населения не в состоянии оплачивать энергоноситель и, следовательно, потреблять его, спрос уменьшается на величину потребления этой части населения. Более обеспеченное население, нахо-

дящееся в средних децильных группах, может начать экономить энергоноситель, уменьшив, таким образом, норматив потребления. Для определения возможного снижения потребления этой частью населения используются коэффициенты эластичности. Очевидно, что энергопотребление богатыми людьми не изменится, так как уровень их доходов позволяет им оплачивать подорожавший энергоноситель.

2.5. Учет ценовой эластичности спроса на топливо и энергию

Удорожание энергоносителей вызывает целый комплекс серьезных последствий практически во всех отраслях и сферах народного хозяйства: изменение финансового состояния большинства предприятий, стоимости жизни, доходов и расходов федерального и регионального бюджетов и т.д. (рис. 2.10).

Рост стоимости энергии 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 коэффициентом эластичности – изменение (в процентах) спроса на данный энергоноситель при изменении его стоимости на 1 %. Для получения достоверных значений коэффициентов эластичности требуются достаточно длинные ряды статистических данных, отражающих изменения спроса и цен на энергетических рынках.

Из анализа имеющихся зарубежных данных о коэффициентах ценовой эластичности спроса на энергоносители виден большой разброс в оценках их значений для разных стран и разных периодов. При этом можно отметить повышение реакции потребителей на удорожание энергоносителей с развитием энергетических рынков и рыночных отношений в экономике. В развивающихся странах ценовая эластичность ниже, чем в развитых.

Реакция изменения спроса на энергоносители у разных потребителей разная, поэтому большой практический интерес представляют оценки показателя эластичности для отдельных секторов экономики.

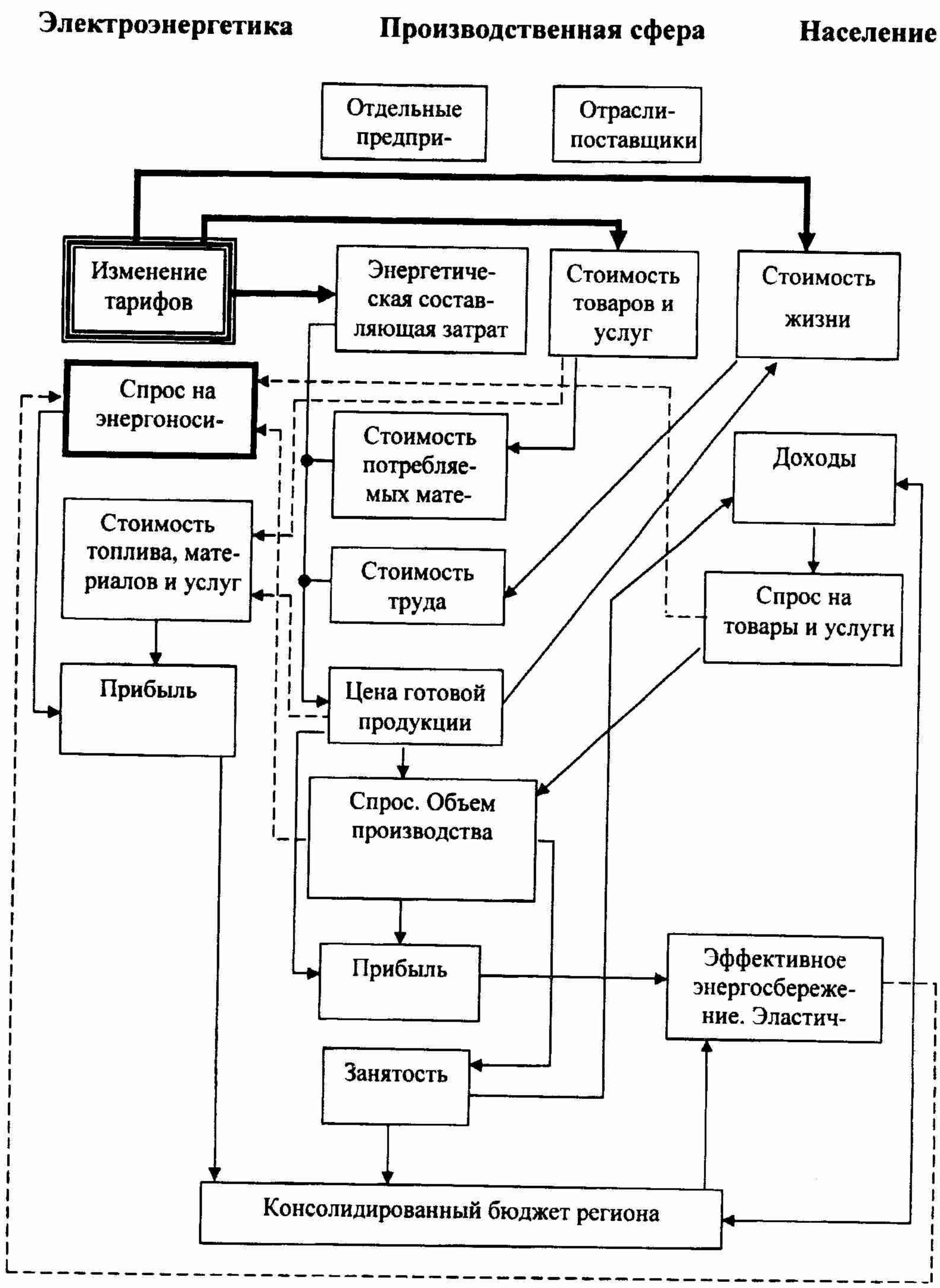


Рис. 2.10. Упрощенная схема социально-экономических последствий в регионе при изменении стоимости энергоносителей.

➡ – прямое, ⟶ – косвенное, ⇢ – обратное влияние.

В промышленности разброс имеющихся немногочисленных оценок коэффициента эластичности спроса на энергоносители от цены весьма велик: от –0,11 до –0,3 для краткосрочной эластичности и от –0,23 до –2,1 для долгосрочной. Такая неопределенность объясняется, в частности, различиями в структуре промышленного производства отдельных стран. Влияние этого фактора видно из приведенных в табл. 2.3 коэффициентов для разных отраслей. Для промышленности в целом в США на перспективу средние значения этого коэффициента оцениваются в диапазоне от –0,16 до –0,35 [51, 52].

Таблица 2.3

Долгосрочная ценовая эластичность спроса на топливо и электроэнергию в отраслях США [53]

Производство	Топливо	Электроэнергия
Продукты питания	–0,58	–0,58
Текстиль	–0,67	–0,45
Бумага	–0,49	–0,38
Мебель	–0,55	–0,64
Химическая продукция	–0,57	–0,76
Строительные материалы	–0,65	–0,39
Первичные металлы	–0,29	–0,53
Металлоизделия	–0,68	–0,64
Машины и оборудование	–0,72	–0,65
Прочая продукция	–0,31	–0,95

Некоторое представление об изменении эластичности спроса на энергоносители в промышленности и в домашних хозяйствах во времени (с учетом адаптации к росту цен) дает и табл. 2.4. Приведенные в ней коэффициенты приняты как средние значения для стран Западной и Восточной Европы при исследовании радикальной либерализации европейских энергетических рынков.

Сложная зависимость спроса на данное топливо при изменении не только его цены, но и стоимости других энергоносителей в какой-то степени отражается в системе коэффициентов перекрестной эластичности (cross elasticity). К сожалению, получить их значения на основе статистических данных сложно, публикаций о таких оценках очень мало и они противоречивы. Мало публикаций и о прогнозах изменения эластичности в долгосрочной перспективе.

Таблица 2.4

Принимаемые значения ценовой эластичности для перспективных расчетов развития энергетических рынков в Европе [54]

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

Для иллюстрации влияния на потребность одного энергоносителя изменения цен на другие энергоносители в табл. 2.5 и 2.6 приведены полученные в разное время в США для разных потребителей оценки перекрестной ценовой эластичности.

Из данных табл. 2.5 следует, что увеличение стоимости электроэнергии на 10 % приводит в долгосрочной перспективе к снижению ее потребления в промышленности на 12,9 % и увеличению спроса на газ на 3,4 %. Такое же удорожание электроэнергии в жилищном секторе стимулирует повышение спроса на газ на 0,8–1,3 %.

Таблица 2.5

Долгосрочная перекрестная эластичность спроса на энергоносители в промышленном секторе США (оценка 1980 г.) [53] *

Дорожающий энергоноситель	Изменение спроса			
	Газ	Нефте-продукты	Уголь	Электро-энергия
Газ	–0,81	–0,14	–0,15	–0,34
Нефтепродукты	–0,75	–1,32	–0,14	–0,33
Уголь	–0,75	–0,14	–1,14	–0,33
Электроэнергия	–0,73	–0,13	–0,14	–1,29

* Без потребления топлива на нетопливные нужды.

ца 2.4
расче-

ектро- ергия
0,32
0,20
0,64
0,99

ы изме-
енные в
ценовой

энергии
ения в
же удо-
спроса

ца 2.5 ели в
ктро- ргия
0,34
0,33
0,33
1,29

Таблица 2.6

Долгосрочная перекрестная эластичность спроса на энергоносители в непроизводственной сфере США [52] *

Дорожающий энергоноситель	1999 г.			2003 г.		
	Газ	Электро-энергия	Дистил-лят	Газ	Электро-энергия	Дистил-лят
Жилищный сектор						
Газ	–0,43	–0,08	–0,02	–0,41	–0,13	–0,02
Электроэнергия	–0,03	–0,31	0,0	–0,01	–0,49	0,0
Дистиллят	–0,15	–0,05	–0,53	–0,05	–0,01	–0,60
Коммерческий сектор						
Газ	–0,34	0,0	–0,03	–0,40	–0,86	–0,01
Электроэнергия	0,0	–0,24	0,0	–0,01	–0,45	0,0
Дистиллят	–0,49	0,0	–0,87	–0,75	–0,08	–0,34

* Оценки, принимаемые в разные годы в моделях энергопотребления.

Анализ приведенных количественных оценок коэффициентов ценовой эластичности спроса на энергоносители подтверждает их нестабильность во времени и сильную зависимость от конкретных условий, специфики развития энергетики и экономики. Это накладывает существенные ограничения на использование зарубежных оценок эластичности для прогнозных расчетов в России. Однако из анализа можно сделать определенные качественные выводы, полезные при определении возможной реакции потребителей на изменение стоимости энергоносителей.

- Ценовая эластичность спроса увеличивается с развитием экономики и рыночных отношений. В ближайшие годы в России она, по-видимому, будет ниже, чем в США и европейских странах.
- Долгосрочная эластичность в 2–3 раза выше краткосрочной.
- Коэффициенты ценовой эластичности спроса в непроизводственной сфере ниже и более устойчивы, чем в промышленности.
- Наименее устойчива во времени и в разных странах эластичность спроса на топливо на электростанциях.

- При оценке возможной реакции спроса на данное топливо или энергию при его удорожании надо учитывать изменение цен на конкурирующие энергоносители.

В связи с планируемым в России после 2010 г. значительным повышением цен на природный газ (до уровня равновесного с мировыми ценами) и разрабатываемыми крупномасштабными программами газификации регионов страны, следует уделить особое внимание ценовой эластичности природного газа.

В Европейских странах с рыночной экономикой и в Канаде эластичность спроса на газ в 1978–1998 гг. колебалась от –0,11 до –0,2. Более высокое значение этого показателя (–0,3) наблюдали в США в 1967–1998 гг. [55], но в прогнозных расчетах ценовая эластичность спроса на газ оценивается диапазоном –0,1 ÷ –0,15 [51].

В развивающихся странах ценовая эластичность ниже, чем в развитых. Обобщающая оценка для 29 стран [56] дает среднее значение этого показателя – 0,1. По зарубежным оценкам спроса на газ в России за короткий период наблюдения (1992–1996 гг.) эластичность еще меньше –0,05 [55].

Долгосрочная ценовая эластичность спроса на газ разными авторами оценивается величиной от –0,3 до –0,4 для развитых стран и от –0,25 до –0,3 для развивающихся.

Из анализа имеющихся зарубежных данных о коэффициентах ценовой эластичности спроса на газ виден большой разброс в их оценках для разных стран и разных периодов. Анализ потребления газа в 30 странах с 1967 по 1998 г. обнаруживает проявление тенденции нелинейного роста ценовой эластичности спроса на газ с ростом душевого ВВП [55]. При этом увеличивается разброс в значениях этого показателя по странам (рис. 2.11).

Эластичность спроса на газ по доходу (рис. 2.12) сначала растет, но после превышения уровня в 5–7 тыс. дол./чел. начинает снижаться. Очевидно, это реакция изменения спроса на газ у разных потребителей разная.

В жилищном секторе (домашние хозяйства) по отчетным статистическим данным ценовая эластичность спроса на газ в Европе и США колеблется от –0,13 до –0,27 [54, 57–59]. В коммерческом секторе эластичность несколько выше – до –0,24.

энер-
кури-

шени-
разра-
стра-
газа.
ность
значе-
в про-
зоном

итых.
ателя
од на-

и оце-
3 для

новой
азных
67 по
й эла-
ается

ю по-
ю, это

еским
ся от
олько

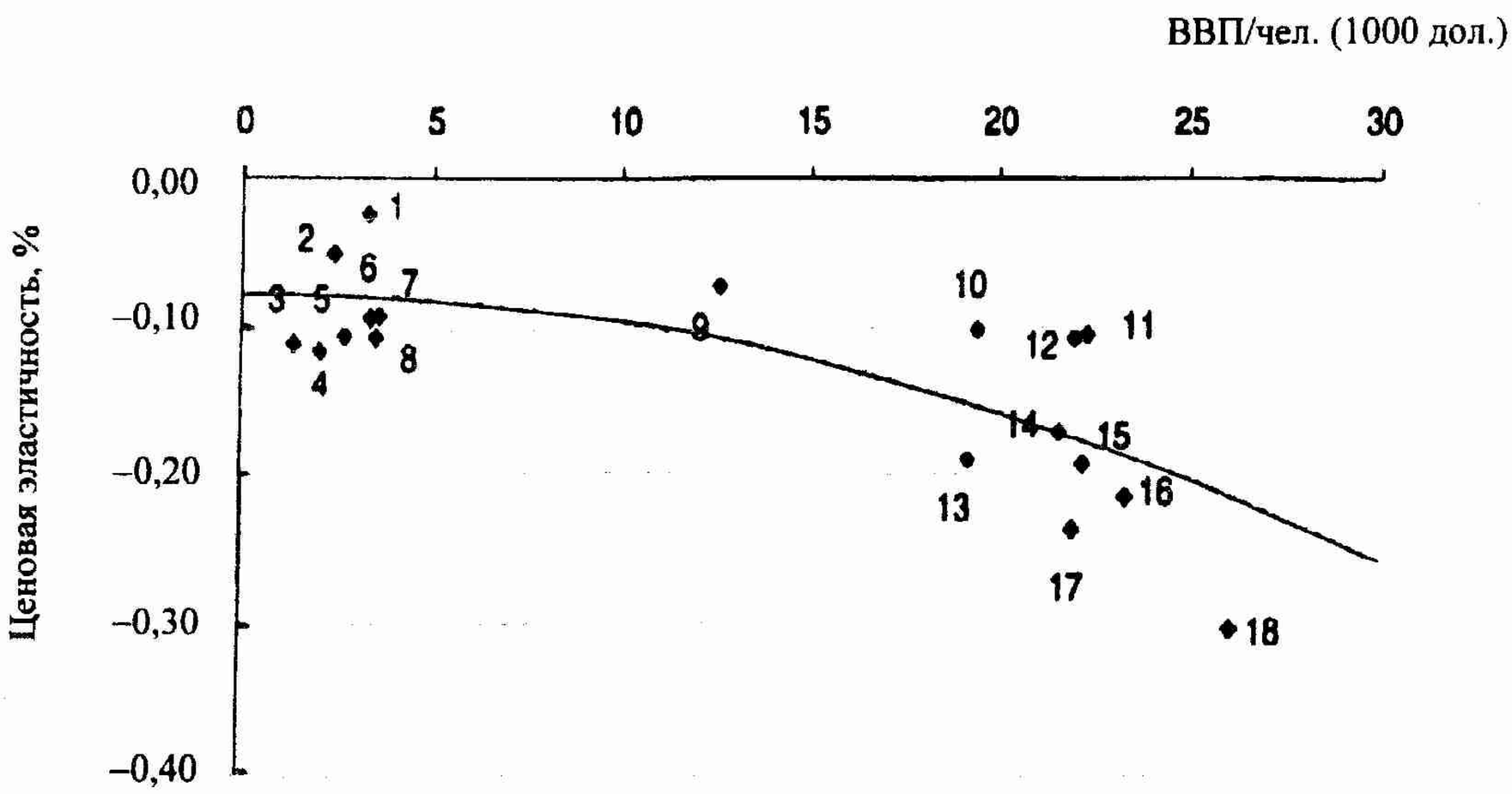


Рис. 2.11. Зависимость ценовой эластичности спроса на газ от душевого ВВП.

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.

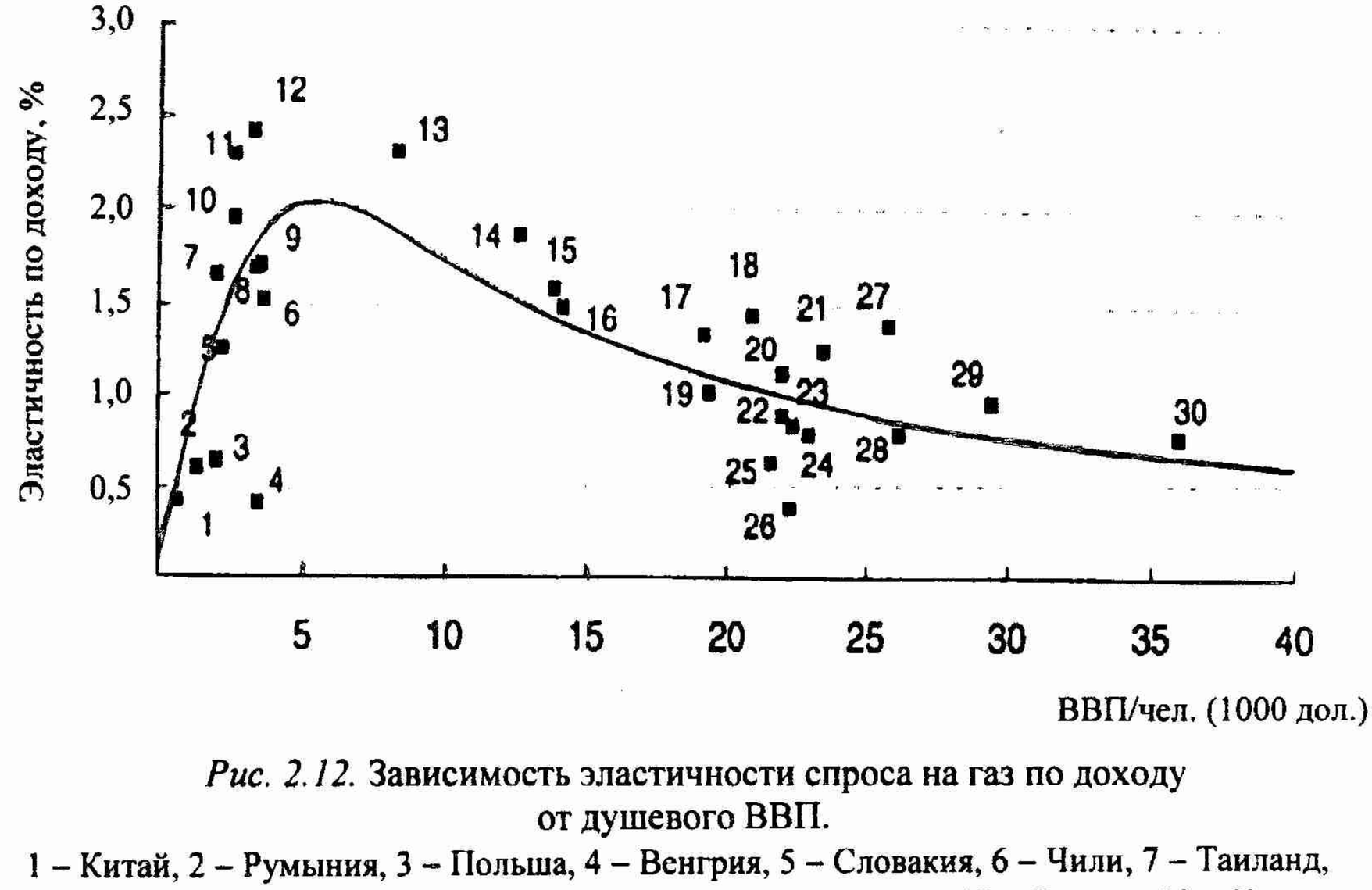


Рис. 2.12. Зависимость эластичности спроса на газ по доходу от душевого ВВП.

1 – Китай, 2 – Румыния, 3 – Польша, 4 – Венгрия, 5 – Словакия, 6 – Чили, 7 – Таиланд, 8 – Мексика, 9 – Бразилия, 10 – Южная Африка, 11 – Греция, 12 – Турция, 13 – Корея, 14 – Тайвань, 15 – Новая Зеландия, 16 – Испания, 17 – Великобритания, 18 – Италия, 19 – Австралия, 20 – Канада, 21 – Австрия, 22 – Бельгия, 23 – Германия, 24 – Франция, 25 – Ирландия, 26 – Нидерланды, 27 – Япония, 28 – США, 29 – Финляндия, 30 – Люксембург.

В табл. 2.7 сделана попытка получить перспективные значения коэффициентов эластичности на основе сопоставления спроса на газ в двух сценариях развития энергетики США, опубликованных Информационным энергетическим агентством этой страны [51]. При анализе этой таблицы обращают на себя внимание резкие колебания эластичности спроса на газ на электростанциях. Эти колебания отражают политику перевода электроэнергетики США с газа на уголь, которая может обусловить отказ от сооружения новых ТЭС на газе после 2015 г., если его стоимость превысит 200 дол./1000 м^3 и будет в 3,7 раза выше стоимости угля.

Таблица 2.7

Прогнозная оценка влияния удорожания газа на его спрос в США

Потребители	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Изменение цены за 5 лет, %					
Население	5,0	8,9	7,6	11,0	15
Коммерческий сектор	6,5	10,5	8,1	11,1	18
Промышленность	9,3	14	11,2	17,3	25
Электростанции	8,9	16	8,6	17	26
Изменение спроса за 5 лет, %					
Население	–0,4	–1,5	–1,3	–1,5	–2,2
Коммерческий сектор	–1,1	–2,0	–2,9	–4,1	–5,6
Промышленность	–1,9	–3,1	–4,1	–6,4	–5,7
Электростанции	–7,7	–2,3	–3,5	–3,7	–3,6
Эластичность* спроса					
Население	–0,08	–0,17	–0,17	–0,14	–0,13
Коммерческий сектор	–0,17	–0,19	–0,36	–0,37	–0,31
Промышленность	–0,20	–0,22	–0,37	–0,37	–0,23
Электростанции	–0,87	–0,14	–4,1	–2,0	–1,4

* Эластичность определена путем сравнения двух вариантов развития экономики и энергетики США (базового и высоких цен), взятых из [51].

В странах с рыночной экономикой зависимость спроса на топливо и энергию от их стоимости определяется в основном с использованием коэффициентов ценовой эластичности. В России рыночные механизмы в экономике и энергетике только начинают развиваться. Имеющихся статистических данных недостаточно для получения сколько-нибудь надежных значений коэффициентов ценовой эластичности спроса на энергоносители, пригодных для перспективных расчетов, а специфические российские условия допускают использование зарубежных оценок только в качестве очень грубого ориентира в прогнозных расчетах. Поэтому оценка зависимости спроса на топливо и энергию от их стоимости должна опираться на непосредственное сравнение экономической эффективности использования разных энергоносителей у разных групп потребителей, учитывать социальные и экологические критерии и требования (потребительский эффект).

На электростанциях экономические преимущества газа перед углем определяются меньшей капиталоемкостью, более высоким К.П.Д., более низкими эксплуатационными затратами (без топливной составляющей себестоимости), меньшим воздействием на окружающую среду и соответственно более низкими выплатами за загрязнение окружающей среды (табл. 2.8).

Таблица 2.8

Технико-экономические характеристики современных российских электростанций мощностью 1000 МВт, работающих на разных видах топлива [60]

Показатель	Угольные ТЭС	Газовые ТЭС
Капитальные затраты, дол./кВт	1400–1700	800–1000
КПД, %	35–36	45–55
Выбросы двуокиси серы, т/год	110000	20
Выбросы окислов азота, т/год	27000	200–1700
Выбросы CO_2, т/год	2000	600

Ущербы от использования менее качественных топлив и удорожание электроэнергии возрастают при необходимости удовлетворить жесткие нормативы на загрязнение окружающей среды. Установка азото- и сероочистных сооружений приводит к увеличению удельных капиталовложений в угольные ТЭС на 25–30 %. Соответственно увеличиваются экономические преимущества (потребительский эффект) ТЭС на газе (табл. 2.9).

Таблица 2.9

Примерные значения допустимого превышения стоимости газа над ценой угля на электростанциях, дол./т у.т.

Станции	Экологический эффект	
	не учитывается	учитывается *
Действующие ТЭС перевод на газ: с высококачественного угля	9–13	13–17
с низкокачественного угля	13–17	18–23
Новые (без ПГУ)	18–24	30–45

* При экологических требованиях, характерных для Западной Европы и США.

Преимущества газа как топлива для электростанций особенно сильно проявляется на ТЭС, использующих комбинированный парогазовый цикл (ПГУ). Они по сравнению с угольными требуют на 25–30 % меньше топлива и примерно на 50 % меньше капиталовложений при меньшей (на 2 года) продолжительности строительства. Это делает конкурентоспособными станции с парогазовым циклом по сравнению с традиционными российскими даже если газ стоит на 50–65 дол./т у.т. дороже угля.

Еще выше конкурентные преимущества ПГУ ТЭС при сравнении с угольными электростанциями, использующими новейшие технологии для снижения загрязнения окружающей среды. Анализ показывает, что цена газа на ПГУ, обеспечивающая равную стоимость электроэнергии по сравнению с высокоэкологичными угольными ТЭС, может быть на 75–90 дол./т у.т. выше цены угля. В случае ввода ограничений на выбросы CO_2 допустимое превышение может составить более 140 дол./т у.т.

Эффективность использования природного газа вместо угля у многих потребителей выше, чем на электростанциях. Так, перевод на газ угольных муниципальных и промышленных котельных целесообразен, даже если он в 2 раза дороже угля. При этом удельный расход топлива снижается на 20–22 %, а затраты труда уменьшаются почти в 2 раза. Потребительский эффект от перевода котельной с угля на газ может достигать 40–45 дол./т у.т. Строительство новой газовой котельной требует в 1,5 раза меньше капиталовложений, чем угольной.

Еще больший потребительский эффект дает использование газа в цементных и других промышленных печах, сжигающих уголь (табл. 2.10).

ца 2.9
ценой
ся *
сильно
й цикл
плива и
родол-
и с па-
если газ
ении с
ия сни-
газа на
о с вы-
е цены
ышение
тих по-
х муни-
2 раза
%, а за-
ревода
о новой
льной.
а в це-

Таблица 2.10

Относительная эффективность использования природного газа вместо угля в производстве цемента, % [62]

Показатель	Природный газ	Уголь	
		кузнецкий (Г и Т)	черемхов-ский (Д)
Годовая производительность печи	100	96	89
Качество цемента	100	94	93
Удельный расход топлива	100	103	108
Численность персонала	100	105	109
Расход электроэнергии	100	106	109
Расход огнеупоров	100	160	175
Удельные капиталовложения	100	115	129
Допустимое превышение цены газа	100	290	480

Широко используемый в машиностроении нагрев металла (с последующей его обработкой в кузнечном производстве) при использовании газа вместо мазута позволяет снизить удельный расход топлива на 25–27 % и эксплуатационные расходы (без топливной составляющей) на 35–40 % [61].

Результаты исследований ценовой эластичности спроса на природный газ в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, выполненные в ИСЭМ СО РАН по заказу ОАО «Промгаз» с учетом потребительского эффекта газа при его удорожании по сравнению с углем в 2 и в 3 раза, приведены в табл. 2.11. Несмотря на условность полученных количественных оценок, они позволяют сделать следующие выводы.

- Эластичность спроса на газ значительно отличается по регионам (из-за разной структуры потребителей, разной доли существующих и новых технологий и установок).
- Из рассмотренных групп потребителей в наибольшей степени на изменение стоимости газа реагируют тепловые электростанции и котельные.
- В наименьшей степени спрос на газ зависит от его стоимости у населения.
- Реакция спроса на газ усиливается с повышением темпов его удорожания.

Таблица 2.11

Расчетные значения коэффициентов ценовой эластичности спроса на газ *

Потребители	Иркутская область	Республика Саха (Якутия)	Приморский край	Хабаровский край	Сахалинская область
ТЭС	0,49–0,77	0,15–0,20	0,52–0,65	0,53–0,56	0,44–0,48
Котельные	0,37–0,72	0,17–0,19	0,50–0,63	0,50–0,80	0,19–0,26
Производственная сфера	0,25–0,28	0,28–0,30	0,26–0,29	0,25–0,28	0,27–0,30
Сфера услуг	0,2–0,23	0,23–0,25	0,21–0,23	0,20–0,23	0,22–0,24
Население	0,15–0,17	0,17–0,20	0,16–0,18	0,15–0,17	0,17–0,19
Суммарная эластичность	0,43–0,47	0,18–0,20	0,49–0,57	0,55–0,59	0,35–0,36

* Все коэффициенты эластичности отрицательны.

ГЛАВА 3. МЕТОДЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЦЕН НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

3.1. Развитие методических подходов к ценообразованию и к прогнозированию цен

В плановой экономике проблемы ценообразования вызывали многолетние острые дискуссии. Для построения системы сбалансированных цен предлагалось использовать модель межотраслевой зависимости цен [63], двойственную по отношению к модели межотраслевых материально-вещественных связей. В ней цены на продукцию j определяются по формуле:

$$P_j = \sum_{i \in I} a_{ij} p_i + r_j,$$

где a_{ij} – коэффициенты межотраслевого баланса; p_i – цены потребляемых товаров; r_j – коэффициенты условно-чистой продукции на единицу производимой продукции j.

При этом требовалось выполнение равенства объема созданной в народном хозяйстве конечной продукции (по стоимостному составу) суммарной оценке используемой конечной продукции:

$$\sum_{j \in I} r_j X_j = \sum_{i \in I} p_i + Yi,$$

где Yi – конечное потребление продукции i.

Конкретная формула сбалансированной системы цен зависит от способа определения коэффициентов условно-чистой продукции: $r_j = S_j + V_j + m_j$, где S_j – амортизация, V_j – оплата труда, m_j – прибавочный продукт. Рассматривались разные способы распределения прибавочного продукта: пропорционально оплате труда и себестоимости или сумме используемых производственных фондов.

С развитием в СССР оптимизационных моделей экономики и ТЭК получила распространение идея определять соотношение цен с помощью двойственных оценок (объективно-обусловленных оценок по терминологии Л.В. Канторовича) на ограниченные ресурсы в оптимальном плане. Эти оценки (замыкающие затраты на топливо) стали использоваться как инструмент энергетических рас-

четов, позволяющий в принципе находить частные оптимальные решения, соответствующие глобальному оптимуму по ТЭК в целом.

Для России актуальной является проблема ценообразования и прогнозирования цен для естественных монополий. В теории предполагается широкий спектр ценовых альтернатив, использование которых в качестве инструмента регулирования естественной монополии дает возможность достигать той или иной степени приближения к социально желаемым результатам. С позиций оптимизации стратегий особую роль играют условно оптимальные с общественной точки зрения цены, обеспечивающие максимальную общественную полезность при бюджетном ограничении и позволяющие функционирование отрасли (компании) в режиме безубыточности. Модель определения таких цен (тарифов) по системе Рамсея–Буато описана в [64].

Нормативные субоптимальные цены (тарифы) p_i, отвечающие требованию максимизации общественной полезности и удовлетворяющие бюджетному ограничению (нежесткому), и соответствующий объем услуг i-го вида y_i определяются в этой модели следующим образом:

$$\max \sum_{i=1}^{n} \int_{0}^{yi} p_i(x)\,dx - C(y),$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} p_i\, y_i \geq C(y),$$

$$y_i \geq 0,$$

где $p_i(y)$ – кривая спроса на i-й вид инфраструктурных услуг; $C(y)$ – суммарные необходимые затраты; $y = (y_1, y_2, \ldots y_n)$ – искомый вектор объемов услуг.

Решением приведенной оптимизационной модели является следующее соотношение:

$$(p_i - m_i) / p_i = \lambda / l_i$$

где $m_i = d\,C / d\,y_i$ – предельный тариф на услугу i-го вида; $l_i = d\,y_i / d\,p_i \; p_i / y_i$ – эластичность спроса продукции по цене; λ – параметр, определяемый в процессе решения с тем, чтобы бюджетное ограничение было удовлетворено.

Тарифы, исчисленные по системе Рамсея–Буато, лежат между значениями, соответствующими случаям рынков совершенной конкуренции и нерегулируемого монопольного рынка.

Нерегулируемые цены на энергетических рынках определяются в зарубежных моделях разной степени сложности. В упрощенном виде их можно ото-

бразить следующей системой уравнений, отражающей условия рыночного равновесия:

$$\min C X,$$
$$A x = q, \quad x \in X,$$
$$q = Q(p),$$
$$p = u + \text{налоги},$$
$$u = f(C, X, \ldots),$$

где X и q – объемы производства и потребления данного товара; u и p – цены продавца и покупателя.

При долгосрочном прогнозировании цен на энергетических рынках во многих странах составляются перспективные топливно-энергетические балансы (часто с помощью оптимизационных моделей ТЭК) и сравниваются способы покрытия дефицита топлива и электроэнергии. Замыкающие баланс месторождения, электростанции или импорт формируют цены на энергоносители.

3.2. Предлагаемый подход к долгосрочному прогнозированию цен в ТЭК

Долгосрочные (на перспективу более 10–15 лет) прогнозы цен на топливо и электроэнергию являются необходимой составной частью стратегий и программ развития ТЭК и 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 и реформирование электроэнергетики и газовой отрасли усложняют взаимосвязи энергетики и экономики, увеличивают неопределенность перспективных стоимостных оценок, заставляют постоянно совершенствовать методические подходы к долгосрочным прогнозам. Постоянного 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 на энергопотребление. Теоретически должна решаться оптимизационная задача взаимосвязанного раз-

вития 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 (рис. 3.1).

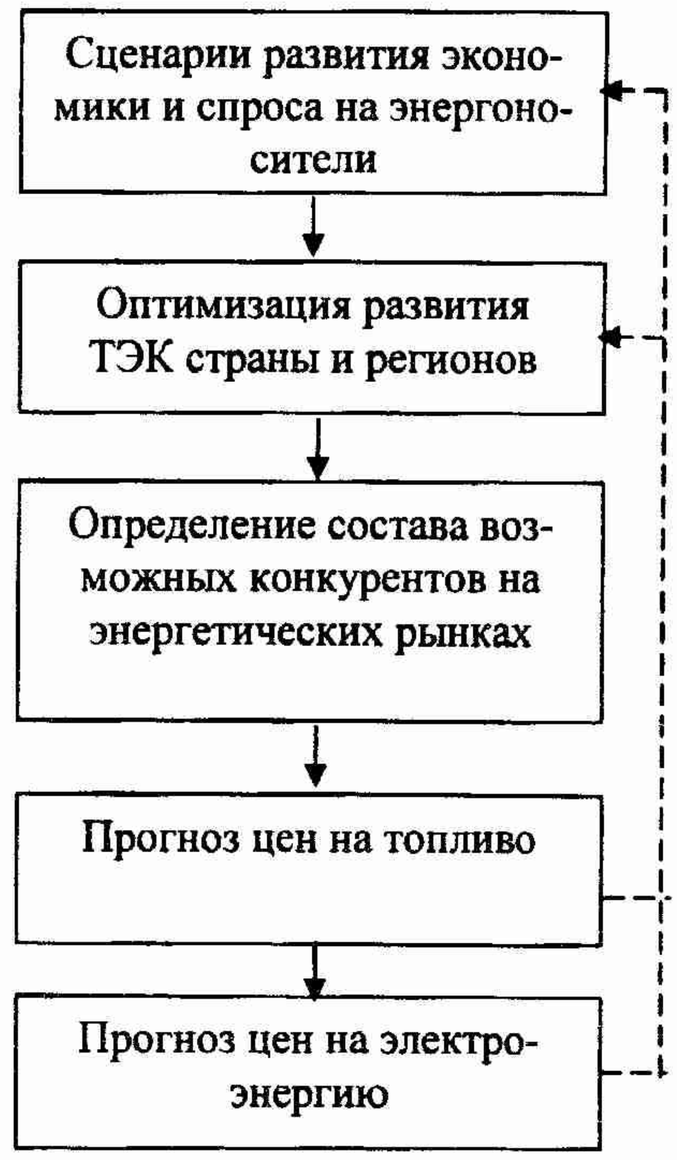


Рис. 3.1. Этапы долгосрочного прогнозирования цен на топливо и энергию.

Схема расчетов вероятной динамики цен на топливо и электроэнергию показана на рис. 3.2. Ее особенность состоит в имитации конкуренции на энергетических рынках и в 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.

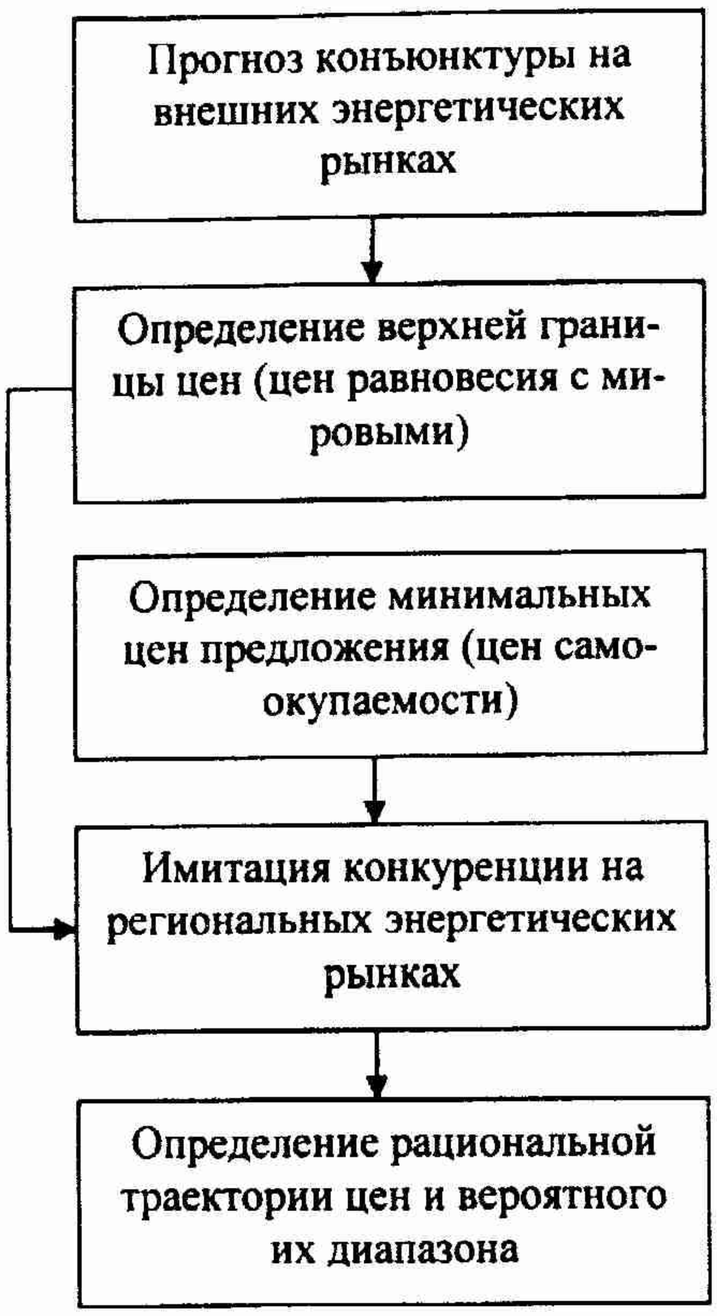


Рис. 3.2. Схема прогнозирования динамики цен на топливо и электроэнергию.

Нижняя граница диапазона цен определяется минимальными ценами предложения, с которыми отдельные энергетические компании могут выходить на рынок (цены самоокупаемости). 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 самоокупаемости должна также включать инвестиционную составляющую. Последняя должна гарантировать возврат с процентами заемных средств и получения приемлемой среднегодовой прибыли на вложенный капитал в течение рассматриваемого периода.

Для определения динамики цен самоокупаемости разработана специальная имитационная модель (ИНТАР) (рис. 3.3) [65]. Она учитывает разнообразие возможных источников инвестирования (амортизация, прибыль, кредиты,

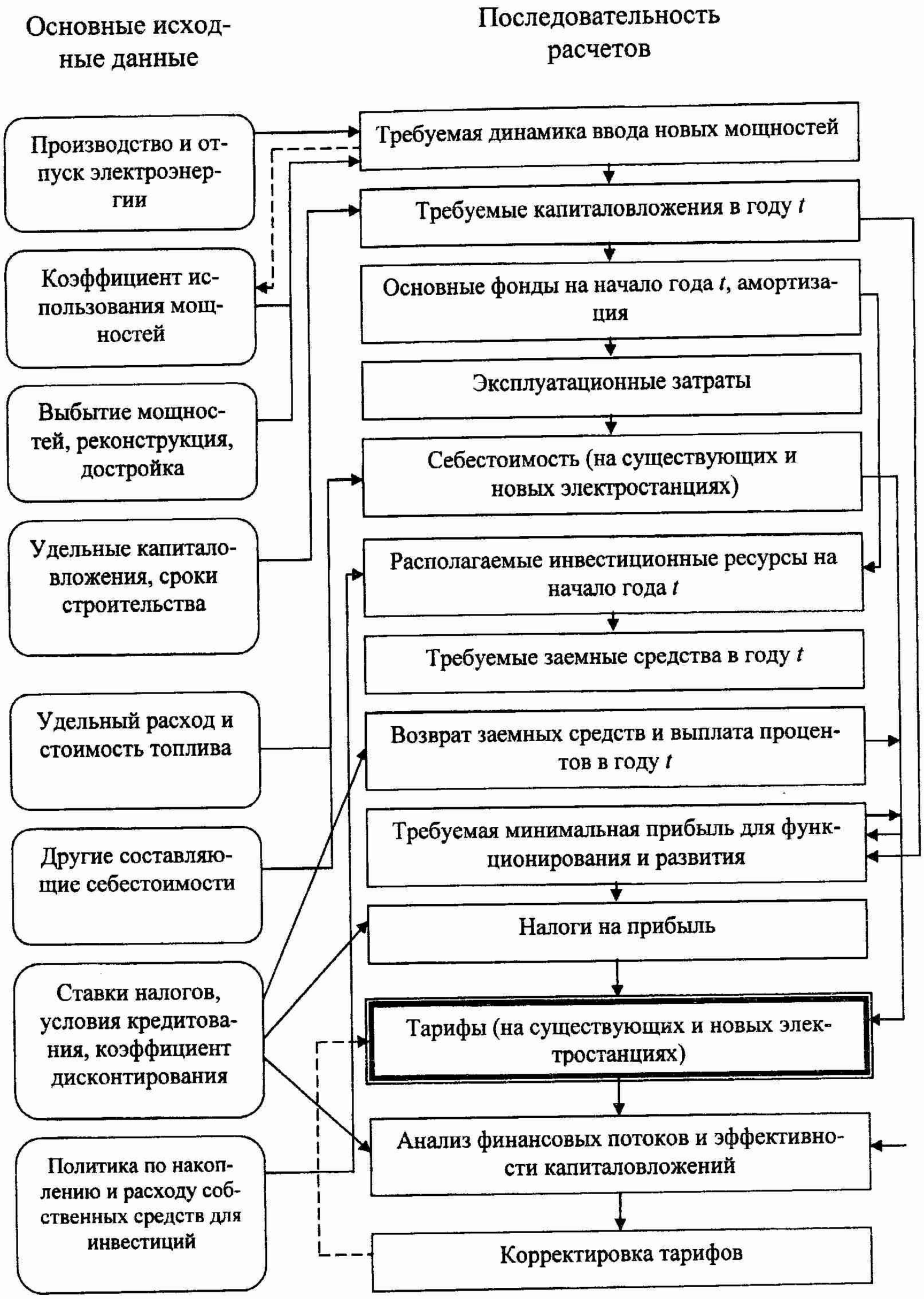


Рис. 3.3. Принципиальная схема модели ИНТАР для определения минимальных тарифов на генерацию электроэнергии.

акции), а также меняющийся и не совпадающий во времени характер инвестирования, возврата заемных средств, ежегодных издержек и прибыли.

При определении целесообразности инвестирования в тот или иной проект обычно используются известные методы бизнес-планирования, основанные на определении чистого дисконтированного дохода за определенный промежуток времени, внутренней нормы доходности и других показателей финансовой эффективности при заданных ценах. В модели ИНТАР решается обратная, более сложная задача: определяется средняя за период эксплуатации дисконтированная цена, обеспечивающая минимально необходимую прибыль инвестору с учетом возврата заемных средств и уплаты налогов. При этом учитываются и варьируются возможные изменения условий эксплуатации и себестоимости производства электроэнергии или топлива, налоговой и кредитной политики, нормы дохода на вложенный капитал, условий получения заемных средств, сроков строительства.

Определенные трудности при расчетах вызывает разнообразие возможных источников инвестирования (амортизация, прибыль, кредиты, акции), а также продолжительный, меняющийся и не совпадающий во времени характер инвестирования, возврата заемных средств, ежегодных издержек и прибыли.

Из-за необходимости учета этих особенностей и дисконтирования затрат и результатов формула средней за рассматриваемый период цены самоокупаемости (p) имеет довольно сложный вид даже для частного случая, когда для сооружения электростанции используются кредиты:

$$p \geq u(0)\, D + CRF\; k \{[(1 - d^{T\text{кр}}) / T_{\text{кр}}(1 - d)] + \delta_{\text{кр}} [1 - (1 - 1/ T_{\text{кр}})^{T\text{кр}}\; d^{T\text{кр}}] /$$

$$/ [1 - (1 - 1/ T_{\text{кр}})\, d] + \eta_{\text{пр}} [1 - (1 - \alpha_{\text{ам}})^{T} d^{T}] / [1 - (1 - \alpha_{\text{ам}})\, d] - \alpha_{\text{ам}} \sum_{t}^{T} d\,(t)\} / (1 - \eta_{\text{пр}}),$$

где $u(0)$ – себестоимость в первый год эксплуатации; I_u – среднегодовой индекс изменения себестоимости; T – срок службы; $T_{\text{кр}}$ – срок возврата кредитов; k – удельные капиталовложения; $\alpha_{\text{ам}}$ – норма амортизации; $\delta_{\text{кр}}$ – проценты за кредиты; $\eta_{\text{пр}}$ – налог на прибыль; $\eta_{\text{им}}$ – налог на имущество; $d = 1/(1 + E)$ – коэффициент дисконтирования; E – норма доходности (дисконтирования); $D = \text{CRF}\ \{1 + [I_u\, d\,(1 - (I_u\, d)^{T-1})] / (1 - I_u\, d)\}$ – сомножитель, учитывающий дисконтированную динамику себестоимости; $\text{CRF} = E\,(1 + E)^{T} / [(1 + E)^{T} - 1]$ – обратная величина суммы геометрической прогрессии коэффициентов дисконтирования.

При характерных значениях показателей ($T_{кр}$ = 10 лет, T = 25 лет, $\eta_{пр}$= 0,24, $\eta_{ин}$= 0,02, $\alpha_{ам}$= 0,05) и при условии, что норма доходности на 3 % выше процентов за кредит, доля заемных средств 30 % от требуемых капиталовложений, себестоимость растет с темпом 0,5 %, а $E = 0,1$

$$p = 1,038\,u + 0,12\,k.$$

Сравнение средних за период цен самоокупаемости 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. При этом должно учитываться, что для каждого участника рынка может быть несколько приемлемых траекторий цен предложения, дающих тот же суммарный чистый дисконтированный доход, что и найденная в модели ИНТАР средняя за период цена самоокупаемости. Для определения этих траекторий используется специальная модель (ТАРИН) [66] (рис. 3.4). Она имитирует поведение инвестора, определяющего с помощью процедуры бизнес-планирования эффективность капиталовложений в сооружение данного объекта в данном регионе и в предполагаемых условиях. Если по критериям эффективности данная траектория цен не приемлема для инвестора, то рассматривается новая. Модель позволяет также уточнить возможные сроки строительства и время ввода объекта в эксплуатацию.

При моделировании рынка имитируется конкуренция между теми его потенциальными участниками, которые могут формировать рыночные цены (т.е. замыкают баланс рассматриваемого топлива или электроэнергии). Каждый из них из нескольких своих допустимых траекторий цен предложения выбирает рациональную, учитывая возможную динамику цен предложения конкурентов. Кривая, огибающая выбранные траектории цен предложения конкурирующих энергетических компаний, дает представление о вероятной динамике рыночных цен. Следует отметить, что в числе конкурирующих на некоторых региональных энергетических рынках могут оказаться импортные энергоносители (например, китайский или австралийский уголь на Дальнем Востоке).

Если полученная в результате расчетов динамика цен заметно отличается от принятой при прогнозировании спроса на энергоносители, то требуется его корректировка и соответственно уточнение ввода производственных мощностей, требуемых капиталовложений и цен самоокупаемости.

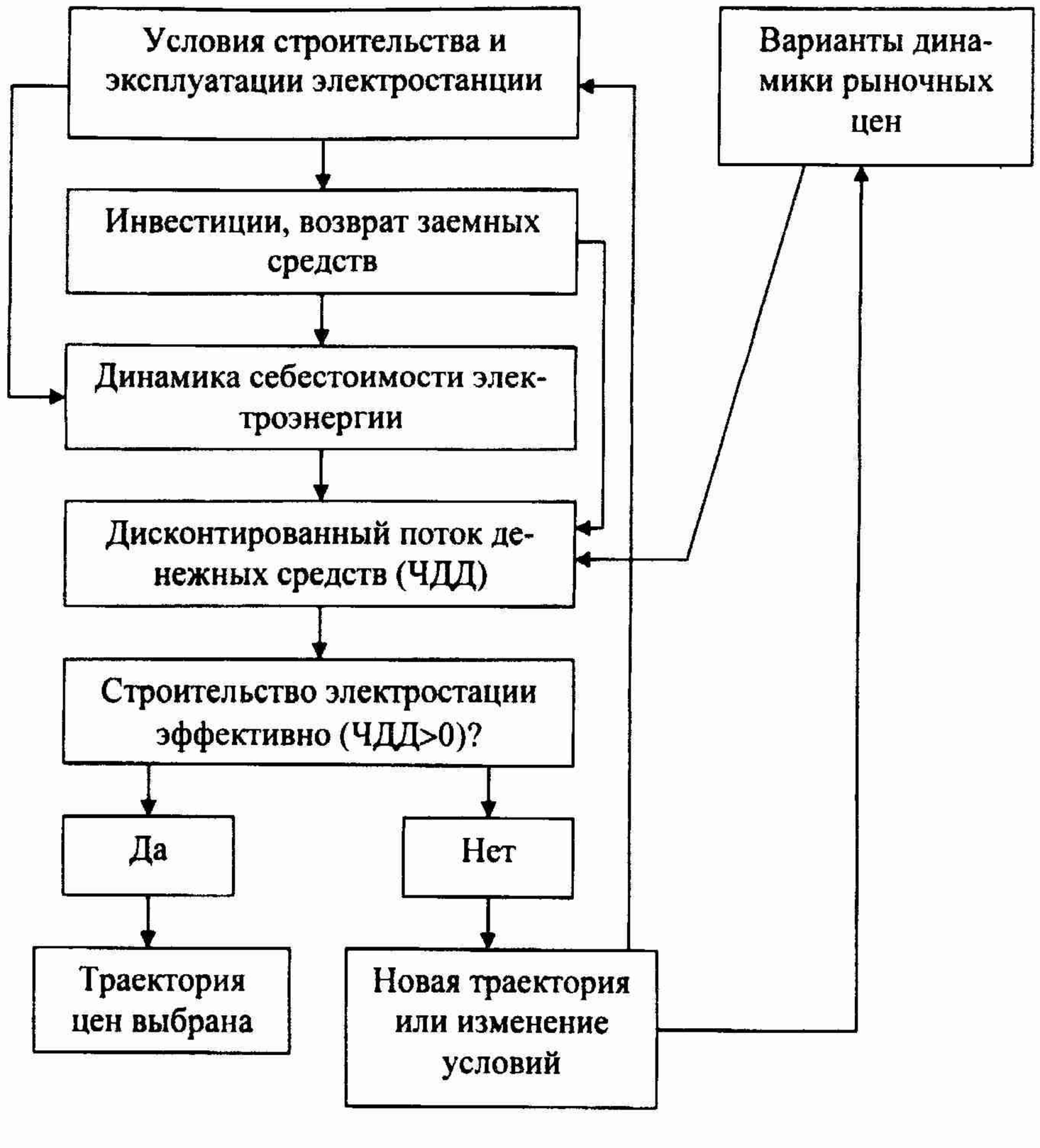


Рис. 3.4. Блок-схема модели ТАРИН.

3.3. Прогноз цен на топливо и электроэнергию

Учитывая тесную связь ТЭК России с мировыми энергетическими рынками, продолжающийся рост экспорта топлива и развитие рыночных механизмов, можно ожидать усиления зависимости стоимости энергоносителей в России от изменения мировых цен. При этом определяющей является динамика стоимости нефти.

Энергетическая стратегия предусматривает, что по мере развития рыночных отношений и интеграции России в мировое сообщество внутренние цены на топливо будут стремиться к равной эффективности с экспортными ценами на газ, моторное топливо и уголь. Для экспортирующей страны такое соответствие достигается, когда внутренние цены на топливо определяются вычитани-

ем из экспортной цены затрат на транспорт из того или иного района страны, всех таможенных затрат, а также платы за транзит через территорию промежуточных стран.

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.

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 [51], разница в ценах на газ и уголь в электроэнергетике увеличится с 40 дол./т у.т. в 1980 г. до 55–75 дол./т у.т. к 2020 г., а характерное в настоящее время соотношение между ценами на уголь, газ и мазут для электростанций 1:1,8:1,7 станет в 2010–2020 гг. равным 1:(2,4–3):(2,2–2,6).

В России сложились иные соотношения между ценами на различные энергоресурсы: в 2005 г. соотношение средней стоимости угля, природного газа и мазута на электростанциях было 1:0,9:4,3. Газ продавался по цене ниже реальных издержек его производства, а убытки ОАО «Газпром» от продажи газа внутри страны компенсировались за счет прибыли от экспорта. Предполагается, что уже к 2012 г. соотношение цен газ/уголь увеличится до 1,8.

Прогнозы динамики мировых цен на нефть характеризуются большим разбросом оценок. Так, в сценариях развития энергетики и экономики США, разработанных в 2008 г. Министерством энергетики США, по минимальному сценарию стоимость нефти в период 2010–2015 гг. будет снижаться, а затем стабилизируется на уровне 36 дол./барр. (в ценах по курсу 2006 г.). По базовому сценарию мировые цены на нефть снизятся к 2016 г. до 57 дол./барр., а затем начнут расти до 70 дол. к 2030 г. По максимальному сценарию нефть будет по-

стоянно дорожать, достигнув 100 дол./барр. в 2020 г. и 119 дол. к 2030 г. (в текущих ценах с учетом инфляции 132 дол./барр. в 2020 г. и 186 дол. в 2030 г.). В исследовании способности российской экономики адаптироваться к высоким мировым ценам на нефть, выполненном Минэкономразвития в 2008 г., рассматривался диапазон цен на нефть Urals от 64 до 127 дол./барр. в период 2016–2020 гг. и 77–157 дол./барр. в 2021–2030 гг.

В табл. 3.1 сделана попытка учесть долгосрочные тенденции и обобщить имеющиеся последние зарубежные и отечественные долгосрочные прогнозы роста цен на топливо на мировых энергетических рынках. С учетом этих прогнозов ниже дается оценка возможной динамики цен на российских региональных энергетических рынках.

3.3.1. Прогнозирование цен на уголь

Цены на уголь у потребителей в регионе устанавливаются в результате его конкуренции между местными и привозными углями разных месторождений. При этом важную роль играет их качество и дальность перевозок.

В настоящее время доля транспортных затрат в стоимости угля на электростанциях в среднем по стране в 2008 г. была равна 32 %, а на Дальнем Востоке она достигала 40–50 %.

Средняя дальность перевозки угля в России – около 800 км, а средний тариф на перевозку угля по железной дороге на это расстояние – более 0,8 цент/ткм (в 2001 г. – 0,38 цента).

Прогноз возможной динамики железнодорожных тарифов является важной и сложной составляющей прогноза цен на региональных рынках угля.

Транспортный фактор во многих районах страны сильнее, чем стоимость добычи будет влиять на цену угля у потребителей.

При формировании перспективных транспортных тарифов их росту будет способствовать стремление компенсировать требуемые значительные капиталовложения на модернизацию и развитие железнодорожного транспорта. В противоположном направлении будет действовать использование более совершенной техники, энергосбережение, повышение загрузки магистралей (особенно значительное при ожидаемом увеличении роли российских железных дорог в транзитных перевозках между странами Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) и Европы).

Таблица 3.1

Предполагаемая динамика цен на импортное топливо на мировых рынках *

Топливо	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Нефть, дол./барр.	52–55	65–80	70–85	75–95	90–120
Трубопроводный газ (Европа), дол./1000 м^3	205–230	250–300	285–320	290–340	350–420
Трубопроводный газ (КНР), дол./1000 м^3	–	150–190	155–205	195–260	265–340
СПГ (АТР), дол./1000 м^3	235–245	320–350	345–380	360–410	385–455
Уголь энергетический, дол./т у.т.	60–70	70–85	75–90	80–95	90–110
Мазут малосернистый, дол./т	260–270	300–350	310–370	325–390	380–490

* В сопоставимых ценах 2005 г.

В приводимых ниже результатах расчетов региональных цен на уголь принят умеренный (ниже, чем в некоторых прогнозах Минэкономразвития) рост железнодорожных тарифов: на 1,0 цент/ткм к 2010 г., на 1,6 цент/ткм к 2020 г. и на 2,0 цент/ткм к 2030 г. при перевозках угля на расстояние около 1000 км. При большей дальности транспорта тарифы снижаются. Здесь и далее рост цен и тарифов приводится без учета инфляции. За базовый принят 2005 г.

Основным конкурентом местным углям на юге Дальнего Востока, а также на Урале и в Европейской части страны является кузнецкий уголь, запасы которого и предполагаемый рост добычи позволяют в принципе покрыть возможный дефицит угля на всей территории России. Поэтому его стоимость с учетом затрат на перевозку может служить ориентиром максимально возможной цены на уголь в регионе.

В 2005 г. цена производства энергетических углей в Кузбассе была 14–15 дол./т у.т. (при средней по России 20–23 дол./т у.т.), а цена потребления в Кемеровской области – около 24–28 дол./т у.т. Требуемая модернизация действующих предприятий и большие капиталовложения в новые шахты и разрезы должны привести к повышению стоимости угля. На его цену предложения будет влиять также конъюнктура на внешних и внутренних энергетических рынках.

В расчетах принят умеренный (3 % в год) рост стоимости добычи кузнецкого энергетического угля. Ориентировочные значения его возможной перспективной стоимости в отдельных регионах приведены в табл. 3.2. Они заметно превосходят цены самоокупаемости местных углей на территории Восточной Сибири и юга Дальнего Востока (табл. 3.3). Однако возможности добычи относительно дешевых углей во многих регионах ограничены их запасами и при значительном росте потребностей в твердом топливе может возникнуть необходимость завоза угля из Кузбасса или из других крупных бассейнов.

Из дальнепривозных углей на юге Дальнего Востока с кузнецким углем могут конкурировать якутские, уступающие им по качеству канско-ачинские и другие восточно-сибирские угли. При этом в расчете на тонну условного топлива цена канско-ачинского угля будет мало отличаться от цены кузнецкого угля, а якутский уголь в перспективе (с улучшением транспортных условий и вводом в эксплуатацию новых месторождений в южно-якутском бассейне) может оказаться более дешевым. Следует также учитывать возможность покрытия дефицита топлива в Приморье, Магаданской области, на Камчатке и Чукотке

импортным углем. Его ориентировочная цена с учетом перегрузок, хранения и транспорта на расстояние до 500 км может составить в 2020 г. – 85–100 дол./т у.т., а в 2030 г. – 95–115 дол./т у.т. Эти цифры сопоставимы с ценой кузнецкого угля.

Таблица 3.2

Прогноз минимальных цен на кузнецкий энергетический уголь, дол.(по курсу 2005 г.)/т у.т.

Регион	Расстояние перевозок, км	Год		
		2010	2020	2030
На месте добычи	100–200	26–30	29–33	35–45
Европейская часть (Центр)	3400–3700	50–55	77–84	95–108
Урал	1700–2100	35–40	50–59	68–79
Западная Сибирь	800–1100	29–35	38–45	50–60
Восточная Сибирь	1700–2000	35–39	50–58	68–77
Дальний Восток:				
Амурская область	4500–4700	60–65	90–100	115–125
Хабаровский край	5000–5200	66–71	100–110	130–141
Приморский край	5700–5800	73–78	113–121	145–155

Таблица 3.3

Ориентировочные значения цен самоокупаемости на местные угли, дол.(по курсу 2005 г.)/т у.т. *

Регион	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Красноярский край (канско-ачинский уголь)	14–18	20–25	27–33
Иркутская область	19–26	28–36	35–45
Забайкалье	25–32	33–42	37–50
Амурская область	48–52	50–56	50–65
Хабаровский край	35–40	45–55	55–70
Приморский край	50–55	55–65	60–75
Республика Саха (Якутия) (юг)	38–43	48–55	52–62
Сахалинская область	50–56	55–62	57–68

* С учетом местных перевозок.

Принимаемые в прогнозных расчетах рыночные цены на энергетический уголь приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Прогноз рыночных цен на энергетический уголь, дол.(по курсу 2005 г.)/т у.т.

Регион	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Европейская часть (Центр)	50–60	77–85	95–105
Урал	40–46	55–63	69–80
Западная Сибирь	30–36	40–48	50–60
Восточная Сибирь	22–32	33–43	40–50
Дальний Восток (юг)	45–55	55–65	65–80

3.3.2. Прогнозирование цен на топочный мазут

До 2002 г. в России цена мазута превышала цену нефти, в то время как за рубежом он на 35–45 % дешевле. В 2003 г. отношение цены мазута к цене нефти, поступающей на НПЗ, составило 0,93, а в начале 2008 г. – 0,77 %. В настоящее время средняя цена тонны мазута в России примерно на 80 долларов ниже, чем на мировых рынках. При этом, как и в других странах, малосернистый мазут на 20–30 дол./т дороже высокосернистого.

В декабре 2008 г. в России средняя цена производителя топочного мазута составляла около 130 дол./т, а цена приобретения – около 225 дол./т. При этом разброс цен на мазут, производимый и отпускаемый оптовым потребителям с отдельных НПЗ, был весьма широк: от 180 дол./т (Омский НПЗ) до 490 дол./т (Хабаровский НПЗ) в январе 2008 г. С учетом транспортных расходов потребителям Хабаровского и Приморского краев мазут обходится в 2,8–3,5 раз дороже, чем в европейских районах России.

В перспективе с развитием добычи нефти на Востоке страны, с реконструкцией существующих и строительством новых НПЗ различие в ценах на мазут и моторное топливо между регионами должно уменьшиться.

Можно предположить, что в России соотношение цен на мазут и нефть будет соответствовать общемировым тенденциям, а средняя цена мазута на внутренних рынках будет составлять 75–80 % от мировой (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Прогнозная динамика цен на топочный мазут, дол.(по курсу 2005 г.)/т

Регион	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Европейская часть	220–260	230–275	240–290	280–365
Восточная Сибирь	236–275	230–280	235–285	260–345
Дальний Восток	290–340	285–350	290–350	325–395

3.3.3. Прогнозирование цен на природный газ

Цены на газ в настоящее время в основном регулируются государством. Свободные цены действуют при продаже его независимыми производителями и при сверхплановых поставках ОАО «Газпром». Они на 25–30 % превышают регулируемые цены. Доля конкурентного рынка будет неуклонно увеличиваться и, согласно постановлению Правительства РФ, в 2011 г. внутренние цены на газ должны выйти на уровень равной доходности (цены net-back) с экспортными ценами.

В восточных районах страны, не охваченных Единой системой газо- и электроснабжения и ориентированных на постепенное развитие экспорта газа и электроэнергии, переход к ценам, конкурентным с мировыми будет более медленным. Существенное влияние на формирование здесь рыночных цен будет иметь межтопливная конкуренция. При этом неопределенность прогнозных оценок стоимости энергоносителей (особенно газа) на Дальнем Востоке и в Забайкалье больше, чем в других регионах РФ.

Диапазон неопределенности цен на газ будет определяться динамикой цен самофинансирования (нижняя граница) и цен, равновесных с мировыми (верхняя граница).

Цена, обеспечивающая приемлемую для инвестора рентабельность продажи газа в Европейской части России, в настоящее время составляет около 50–55 дол./1000 м^3. В перспективе эти минимальные цены предложения на конкурентном рынке газа будут расти из-за необходимости осваивать все более капиталоемкие и труднодоступные месторождения. Ориентировочная динамика минимальных цен предложения на западно-сибирский газ и на газ, который будет

3.5

добываться в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке представлена в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Прогнозная динамика цен самоокупаемости на газ, дол.(по курсу 2005 г.)/1000 м^3

Регион	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Европейская часть (Центр)	52–59	71–80	80–95
Урал	47–53	64–74	71–86
Западная Сибирь (юг)	42–48	59–69	66–81
Красноярский край	–	54–60	68–78
Иркутская область	40–45	48–54	50–56
Республика Саха (Якутия) (юг)	–	50–60	55–67
Амурская область	–	68–80	70–88
Хабаровский край	50–56	73–85	80–95
Приморский край	–	83–95	90–105
Сахалинская область	45–49	57–63	64–75

Важную роль в ценообразовании на формирующихся рынках газа в некоторых регионах будут играть цены межтопливной конкуренции, а главным конкурентом газу на электростанциях и во многих промышленных предприятиях будет уголь.

При прогнозировании конкурентных цен в качестве основных потенциальных потребителей газа принимались электростанции. При этом на начальных этапах газификации предполагался возможный перевод на газ действующих ТЭС, а затем сооружение новых главным образом ПГУ ТЭС. В расчетах принималось следующее приемлемое для потребителей превышение цены газа над стоимостью угля («потребительский эффект» газа): при переводе действующих ТЭС с угля на газ – 9–12 дол./т у.т., для новых ТЭС с традиционной технологией – 18–24 дол./ т у.т., для ПГУ ТЭС или при жестких экологических требованиях – 50–65 дол./т у.т. Первые из этих цифр относятся к условиям конкуренции газа с дешевыми углями, а более высокие – при конкуренции с более дорогими углями.

Результаты расчетов приведены в табл. 3.7. Следует отметить, что для некоторых предприятий химической, цементной, металлургической промышленности приемлемые цены на газ могут быть выше, показанных в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Цены на газ, конкурирующие на новых ТЭС с ценами на уголь, дол.(по курсу 2005 г.)/1000 м^3

Регион	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Европейская часть (Центр)	70–80	98–110	135–150
Урал	60–66	81–88	115–125
Западная Сибирь	50–57	65–75	82–105
Восточная Сибирь	40–49	53–65	71–89
Дальний Восток (юг)	75–85	92–105	108–130

На внутрироссийских рынках газа цены будут испытывать влияние конъюнктуры на мировых энергетических рынках. При этом по мере создания восточного крыла единой системы газоснабжения и развития экспортных поставок все большую роль в формировании цен на газ будут играть цены на энергетических рынках АТР. Спрос на импортный газ на этих рынках в 2020 г. может достигнуть 260–310 млрд м^3, а к 2030 г. превысить 400 млрд м^3. В его покрытии все возрастающую роль будет играть газ из месторождений Дальнего Востока и Восточной Сибири.

При определении равновесных цен на газ в качестве ориентира принимались средние значения возможных цен в Европе и АТР (см. табл. 3.1). Полученные минимальные значения равновесных цен при разных вариантах экспорта показаны в табл. 3.8. Очевидно, что государство может и будет регулировать эти цены, изменяя величину таможенных пошлин.

Прогнозные оценки конкурентных цен и равноэкономичных с мировыми, не претендуя на точность, дают представление об области возможных значений цен на газ, их динамике и различиях в разных регионах России. На их основе сделана попытка спрогнозировать возможный диапазон рыночных цен на газ (табл. 3.9).

Следует подчеркнуть, что прогнозные оценки долгосрочной динамики цен на топливо не учитывают инфляцию и изменение курса доллара по сравнению с 2005 г.

Таблица 3.8

Равновесные с мировыми цены на газ, дол.(по курсу 2005 г.)/1000 м^3 *

Регион	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Европейская часть (Центр)	115–135	180–210	195–240
Западная Сибирь	100–120	150–180	160–200
Восточная Сибирь	–	120–140	140–164
Дальний Восток (юг)	–	135–165	165–205

* С учетом экспортных налогов и платы за транзит (1,5–1,8 дол./1000 м^3 на 100 км).

Таблица 3.9

Прогнозные значения рыночных цен на газ, дол.(по курсу 2005г.)/1000 м^3 *

Регион	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Европейская часть (Центр)	100–125	180–210	195–240
Западная Сибирь	85–110	150–180	160–200
Восточная Сибирь	55–65	70–100	130–165
Дальний Восток (юг)	65–80	100–135	165–205

* Без учета затрат на распределительный транспорт газа.

3.3.4. Прогнозирование цен на электроэнергию

По постановлению Правительства РФ, принятому в декабре 2006 г., доля электроэнергии, реализуемой по нерегулируемым государством ценам, будет поэтапно увеличиваться, начиная с 5 % в январе 2007 г. до 80–100 % после 2011 г. Соответственно в недалеком будущем цены на генерацию электроэнергии будут формироваться на основе конкуренции ее производителей на энергетических рынках.

В ценах предложения, с которыми отдельные генерирующие компании будут выходить на оптовый рынок, все более важную роль будет играть инвестиционная составляющая. Обеспечить финансовыми ресурсами требуемый рост капиталовложений в прирост генерирующих мощностей можно только при условии получения приемлемой для инвестора прибыли на вложенный капитал.

На стоимость строительства новых электростанций влияют не только используемые на них технологии, но и доля и стоимость отечественного и импортного оборудования, район размещения электростанции, сроки и условия

строительства и многие другие факторы. Поэтому неизбежны большая неопределенность и условность оценки удельных капиталовложений в новое строительство. Обобщая имеющиеся отечественные прогнозные оценки и учитывая неизбежное повышение экологических стандартов и требований к росту энергетической эффективности и надежности, при прогнозных оценках требуемых капиталовложений приняты следующие минимальные значения капиталоемкости новых электростанций, дол.(по курсу 2005 г.)/кВт:

Электростанция	2010–2020 г.	2021–2030 г.
ТЭС на угле	1250–1350	1450–1550
Газомазутные ТЭС	800–900	850–950
ПГУ	650–750	600–700
АЭС	1600–1700	1700–2000
ГЭС	1600–1750	1800–2000

При определении себестоимости и инвестиционной составляющей для разных типов электростанций помимо приведенных выше ожидаемых цен на топливо и удельных капиталовложений задавалась динамика и других влияющих факторов (удельных расходов топлива, зарплаты, коэффициентов использования установленной мощности) и рассматривались разные значения нормы рентабельности (коэффициента дисконтирования) и условий получения заемных средств.

С 2010 до 2030 г. в основном из-за удорожания топлива, а также из-за роста зарплаты себестоимость производства электроэнергии на угольных ТЭС может увеличиться в 1,5–1,7, а на газомазутных – в 2,4–2,7 раза. Значительно могут возрасти эксплуатационные затраты на АЭС и ГЭС из-за роста амортизационной составляющей, удорожания ядерного топлива (предполагаемый рост с 0,4 до 0,8 цент/кВтч), а также ожидаемого значительного увеличения платы за воду.

Рост цен самоокупаемости будет опережать рост себестоимости электроэнергии из-за увеличения в них доли инвестиционной составляющей, которая на новых ГЭС будет доходить до 75 %. Из-за необходимости оплачивать требуемые инвестиции (включая заемные средства) в основном из прибыли, цена 1 кВтч на вводимых тепловых электростанциях и АЭС, несмотря на их более вы-

сокие технические характеристики, будет в 1,8–2,5 раза, а на ГЭС в 4–5 раз выше, чем на существующих.

Среди новых электростанций самые низкие цены самоокупаемости будут на ТЭС с ПГУ, поэтому новые электростанции на газе будут сооружаться преимущественно по этой технологии.

Анализ позволяет предположить, что рыночные цены практически на всей территории страны после 2010 г. будут в основном формироваться ценами предложения новых угольных электростанций и частично ПГУ ТЭС, замыкающих баланс электроэнергии. Число часов использования установленной мощности этих электростанций, как показывают расчеты оптимизационной модели ТЭК, отличаются по регионам (табл. 3.10).

С учетом сделанных предположений с помощью модели ИНТАР и определена возможная динамика цен на генерацию для двух сценариев развития экономики и ТЭК страны (табл. 3.11 и 3.12).

Таблица 3.10

Число часов использования установленной мощности электростанций, замыкающих баланс электроэнергии

Федеральный округ	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Северо–Западный	5900	5900	6000	6000
Центральный	6500	6500	6500	6300
Приволжский	6000	5900	5900	5900
Южный	6000	5900	5900	5900
Уральский	6000	5900	5900	6000
Сибирский	6400	6400	6400	6400
Дальневосточный	5000	5500	4400	4400

Таблица 3.11

Ориентировочные значения среднегодовой динамики цен на электроэнергию в России, цент(по курсу 2005 г.)/кВтч *

	2005 г.	2008 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Всего ...	**3,3**	**4,5**	**7,6–8,2**	**8,1–8,8**	**8,7–9,5**
в т.ч. на генерацию	2,1	3,2	6,2–6,7	6,6–7,2	7,5–8,3
тарифы сетевых организаций	1,2	1,3	1,4–1,5	1,5–1,6	1,1–1,2

* В сопоставимых ценах 2005 г.

Таблица 3.12

Прогноз цен на генерацию электроэнергии по федеральным округам, цент(по курсу 2005 г.)/кВтч *

Федеральный округ	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Центральный	6,8–7,1	7,0–7,5	7,4–7,9	8,2–8,7
Северо–Западный	6,7–7,0	7,1–7,6	7,5–8,0	8,1–8,7
Южный	6,6–6,9	7,0–7,6	7,4–8,0	8,0–8,6
Приволжский	6,7–7,2	7,2–7,8	7,6–8,2	8,3–9,1
Уральский	6,2–6,5	6,8–7,5	7,2–7,9	7,9–8,6
Сибирский				
Новосибирская область	5,8–6,2	6,0–6,5	6,3–6,9	6,8–7,5
Красноярский край	5,4–5,7	5,5–5,9	5,7–6,2	6,2–6,9
Иркутская область	5,5–5,8	5,6–6,0	5,8–6,3	6,3–7,0
Дальневосточный				
Хабаровский край	6,3–6,6	6,8–7,3	7,1–7,6	8,7–9,5
Приморский край	6,6–7,0	7,3–7,7	7,6–8,0	9,1–9,9
Республика Саха (Якутия)	5,9–6,2	6,6–7,0	6,9–7,3	8,2–9,0

* В сопоставимых ценах 2005 г.

Можно ожидать, что в период 2010–2030 гг. рыночные цены (без учета инфляции и изменения курса доллара) будут расти по стране в целом со среднегодовыми темпами 3–3,5 %, опережая темпы производства электроэнергии. При этом, особенно заметным удорожание электроэнергии возможно в ближайшие 10 лет.

В настоящее время электроэнергия в Сибири дешевле, чем в других регионах страны, но если сейчас она ниже, чем в Центральном федеральном округе почти в 2 раза, то к 2020 г. при отсутствии регулирования различие уменьшится до 20–30 %.

Очевидно, что приведенные прогнозные оценки являются ориентировочными. Реальная динамика цен на электроэнергию может оказаться несколько иной из–за условности (неопределенности) используемых при расчетах исходных данных. Представление о значимости отдельных факторов дает табл. 3.13, отражающая ожидаемые условия 2010–2020 гг.

Таблица 3.13

Влияние отдельных факторов на возможное снижение цен на генерацию электроэнергии в 2015–2020 гг.

Фактор	Изменение	Снижение стоимости, %				
		ТЭС угольные	ТЭС газомазутные	ПГУ	АЭС	ГЭС
Себестоимость	Снижение на 10 %	5,7–6,2	7,5–8	7,8–8,3	3,8–4,3	2,2–2,7
Цена топлива	Снижение на 10 %	3,5–4	6,2–6,7	6,7–7,2	1,5–1,7	–
Число часов использования мощности	Повышение на 10 %	3,5–4	2–2,5	1,5–2	5,2–5,7	6,7–7,2
Капиталоемкость	Снижение на 10 %	5,2–5,7	2,5–3	1,8–2,3	5,8–6,3	7,3–7,8
Срок строительства	Снижение на 1 год	1,3–1,8	0,5–1	0,4–0,9	1,9–2,3	2,5–2,8
Процент на капитал (дисконт)	Снижение на 1 проц. пункт	3,5–4	2,2–2,7	2,1–2,6	4,5–5	5,5–6

ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ТЭК

4.1. Краткая характеристика зарубежных и отечественных оптимизационных моделей ТЭК

Наиболее известными зарубежными моделями энергетических систем и комплексов являются MARKAL [67], MESSAGE [68, 69], EFOM [70]. По своему назначению и принципам формирования они достаточно близки и предназначены для решения трех основных задач прогнозных исследований: 1) выявлять основные тенденции и рациональные пропорции развития энергетического баланса страны; 2) оценивать эффективность и масштабы внедрения новых направлений научно-технического прогресса в производстве и потреблении энергоресурсов; 3) исследовать воздействие энергетики на окружающую среду.

Принципиальная структура этих моделей (на примере MARKAL) приведена на рис. 4.1. Их основной недостаток – не учет территориального фактора. В настоящее время разрабатываются модификации моделей, позволяющие устранить этот недостаток. Так, в канадской версии MARKAL-ED оптимизируется торговля энергоносителями и выбросами CO_2 между провинциями.

Усложнение моделей шло за счет учета нелинейного характера требуемых затрат на развитие объектов. Для учета неопределенности исходной информации была разработана стохастическая постановка модели MESSAGE III [71].

Во многих странах Европейского Союза (ЕС) и Восточной Европы, в странах Ближнего Востока (Иран, Турция) и Юго-Восточной Азии (Китай, Индонезия) используется в разных модификациях модель EFOM (Energy Flow Optimization Model), первая версия которой была разработана в 1970-х годах во Франции в Институте экономики энергетики (г. Гренобль). Это динамическая оптимизационная модель с целевой функцией, минимизирующей суммарные дисконтированные затраты за расчетный период. Отличительными особенностями модели являются: 1) подробное описание технологической структуры производства и распределения топлива и энергии; 2) включение в модель блока энергосбережения; 3) детальное представление технологий и мероприятий по

сокращению выбросов вредных веществ и парниковых газов в энергетике и транспортном секторе экономики; 4) учет экологических и экономических (по капиталовложениям) ограничений.

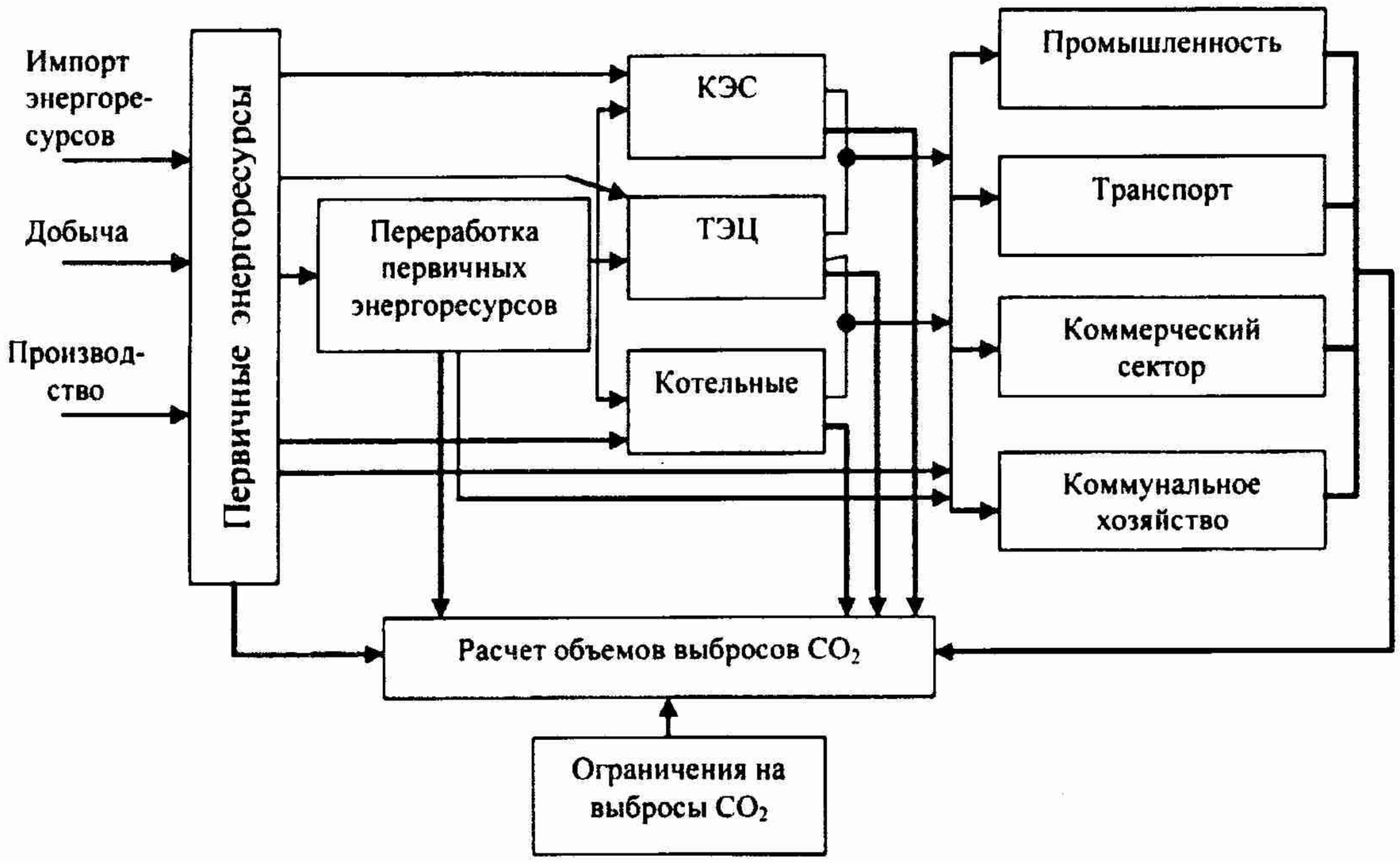


Рис. 4.1. Принципиальная структура модели MARKAL.

В 1985 г. была создана версия модели EFOM под оптимизатор GAMS, позволяющий решать задачи большой размерности (тысячи уравнений). В 1990-е годы в Институте промышленного производства (IPP) ФРГ на базе модели EFOM-ENV был разработан пакет программ PERSEUS (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply). В состав пакета (помимо EFOM-ENV) вошли следующие модели.

1. Partial Equilibrium, позволяющая учитывать кривую эластичности спроса на энергоноситель в зависимости от его цены.

2. Global Warming, оценивающая влияние выбросов парниковых газов на потепление климата и определяющая их концентрацию с учетом времени жизненного цикла парниковых газов в атмосфере.

3. Mixed Integer, позволяющая учитывать дискретный характер ввода новых энергетических объектов.

Первая в СССР математическая модель энергетического баланса страны была разработана сотрудниками Института электронных управляющих машин АН СССР в 1959-1960 гг. Эта модель сводилась к транспортной задаче линейного программирования и позволяла оптимизировать производство и распределение топлива по районам страны, предполагая полную взаимозаменяемость всех видов топлива. Наряду с транспортными моделями энергетического баланса страны разрабатывались модели для его оптимизации на уровне отдельных районов, но транспортные модели настолько упрощали действительные свойства энергетических систем, что их решения были нереальными.

Основной недостаток разрабатываемых транспортных моделей (отсутствия учета энергоэкономического эффекта у потребителей при использовании ими различных видов топлива) был устранен в модели, разработанной в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР в 1962 г. [72] и затем в различных ее модификациях, описывающих различные стадии добычи, преобразования, распределения и потребления энергетических ресурсов. На базе этих моделей в 1967 г. в Главном вычислительном центре (ГВЦ) Госплана СССР была создана производственно-распределительная модель, которая наряду с другими разновидностями моделей вошла в «Методические положения оптимизации топливно-энергетического хозяйства», утвержденные Госпланом СССР и Советом по комплексным проблемам энергетики ОФТПЭ АН СССР. Вместе с тем из-за специфики структуры распределительной задачи эти модели не могли достаточно полно описать такие особенности отраслевых систем, как переработка топлива, переменные (суточные и годовые) графики потребления топлива и энергии и т.п. Поэтому наряду с распределительными моделями, разрабатывались модели энергетического хозяйства, использующие общую задачу линейного программирования. Такие модели в принципе позволяли в той или иной мере описать практически все элементы и связи энергетического хозяйства страны в динамике его развития. Однако реализовать это не удавалось из-за большой размерности моделей и ограниченных вычислительных возможностей, имеющихся на то время ЭВМ, поэтому дальнейшее развитие шло в направлении создания специализированных моделей отдельных систем

энергетического хозяйства и разработки методов взаимной увязки их решений с целью получения глобального оптимума [73]. Были разработаны специализированные модели общеэнергетической системы и отдельных отраслевых систем применительно к стране, районам и отдельным узлам. Их описание отражено в «Методических положениях оптимизации развития топливно-энергетического комплекса», выпущенных в 1975 г. Научным советом по комплексным проблемам энергетики [15].

Разрабатываемые модели различались степенью агрегирования в технологическом, территориальном и временном аспектах, но в основном они формировались как статические или, в лучшем случае, как условно динамические.

Накопленный за прошедшие годы большой опыт позволяет выделить некоторые требования к моделированию развития ТЭК [72–79]. К их числу можно отнести:

- представление ТЭК в виде оптимизационной динамической модели;
- учет в модели территориального фактора;
- учет экологических ограничений и связанных с этим дополнительных затрат на развитие ТЭК;
- учет неоднозначности исходной информации.

По принципам построения и приемам описания связей и свойств энергетических систем отечественные модели ничуть не уступают соответствующим зарубежным, а в некоторых случаях даже превосходят их (например, при учете территориального фактора). Вместе с тем из-за слабых вычислительных возможностей и недостаточной оснащенности персональными компьютерами в предыдущие годы, Россия отставала в практической реализации этих моделей и особенно в создании программно-вычислительных средств, обеспечивающих унифицированное взаимодействие пользователей с разрабатываемыми моделями.

В новых экономических условиях наряду с оптимизацией производственно-территориальных связей возникла необходимость определять в динамике эффективные финансовые потоки в топливно-энергетических отраслях и крупных компаниях. Существенный задел в создании оптимизационных производственно-финансовых моделей применительно к газовой, нефтяной и электроэнергетической отрасли сделан в ИНЭИ РАН

[80–82], а применительно к угольной промышленности – в ИСЭМ СО РАН [84].

Для учета требований энергетической безопасности в ИСЭМ СО РАН разработана система моделей, позволяющая оценивать последствия экстремальных условий в ТЭК и обосновывать мероприятия по обеспечению надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в этих условиях [79].

Оптимизационные модели ТЭК продолжают совершенствоваться. Одна из модификаций разработана в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН [80].

Ниже дается описание последней версии динамической территориально-производственной модели ТЭК страны, разработанной в ИСЭМ СО РАН. Опыт ее создания и некоторые результаты применения в энергетических исследованиях описаны в [76, 81, 84].

4.2. Оптимизационная динамическая модель ТЭК ИСЭМ СО РАН

Назначение модели и ее особенности. Динамическая оптимизационная модель ТЭК страны (рис. 4.2) предназначена для выработки взаимоувязанных сценариев развития энергетики федеральных округов в средне- и долгосрочной перспективе, оценки возможного влияния на ТЭК изменений во внешних условиях его развития и для корректировки принимаемых решений.

Важные особенности модели.

1. В модели территория страны представлена по федеральным округам (ФО).

2. Модель описывает развитие энергетики ФО в динамике. Горизонт прогноза 25–30 лет – по пятилетиям.

3. По составу отраслей (нефтяная, газовая, угольная, электроэнергетика и централизованное теплоснабжение), их технологическому и территориальному представлению, числу рассмотренных первичных энергоресурсов и энергоносителей модель наиболее полно описывает ТЭК страны и является оптимизационной.

4. В качестве коэффициентов функционала принимаются *цены самофинансирования*, обеспечивающие самоокупаемость рассматриваемых энергетических объектов.

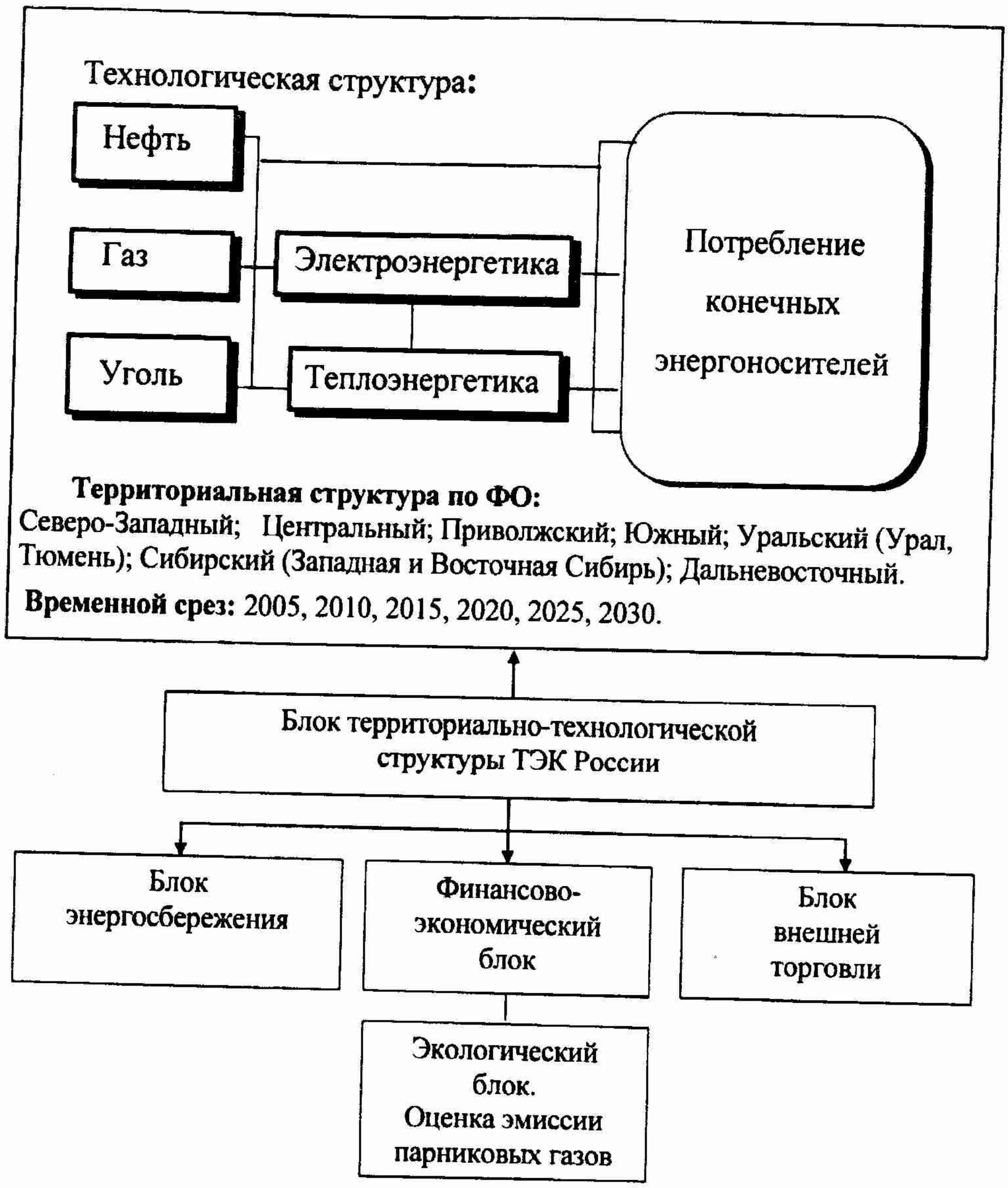


Рис. 4.2. Структура динамической территориально–производственной модели ТЭК России.

5. Особое значение придается взаимодействию энергетики с окружающей средой и, в частности, эмиссии парниковых газов и оценке мероприятий по их сокращению. Эмиссия парниковых газов оценивается на уровне страны, ФО и по группам объектов (электростанции, котельные и т.д.).

6. Энергоемкие производства и отрасли, определяющие основные уровни энергопотребления в различных регионах, описываются с разной степенью агрегирования.

7. Модель позволяет по отдельным группам потребителей вводить энергосберегающие технологии и мероприятия (с их технико-экономическими показателями).

8. Входная информация модели содержит большой объем справочного материала по существующему состоянию отраслей ТЭК в ФО и по стране в целом.

Модель включает следующие блоки: энергосберегающий, экологический, финансово-экономический и внешней торговли (см. рис. 4.2).

Модель описывает энергетику России в разрезе девяти регионов: семь *федеральных округов* (ФО), из них два представлены двумя регионами: Уральский ФО – *Уралом и Тюменской областью* (включая Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий АО) и Сибирский ФО – *Западной и Восточной Сибирью* (рис. 4.3).

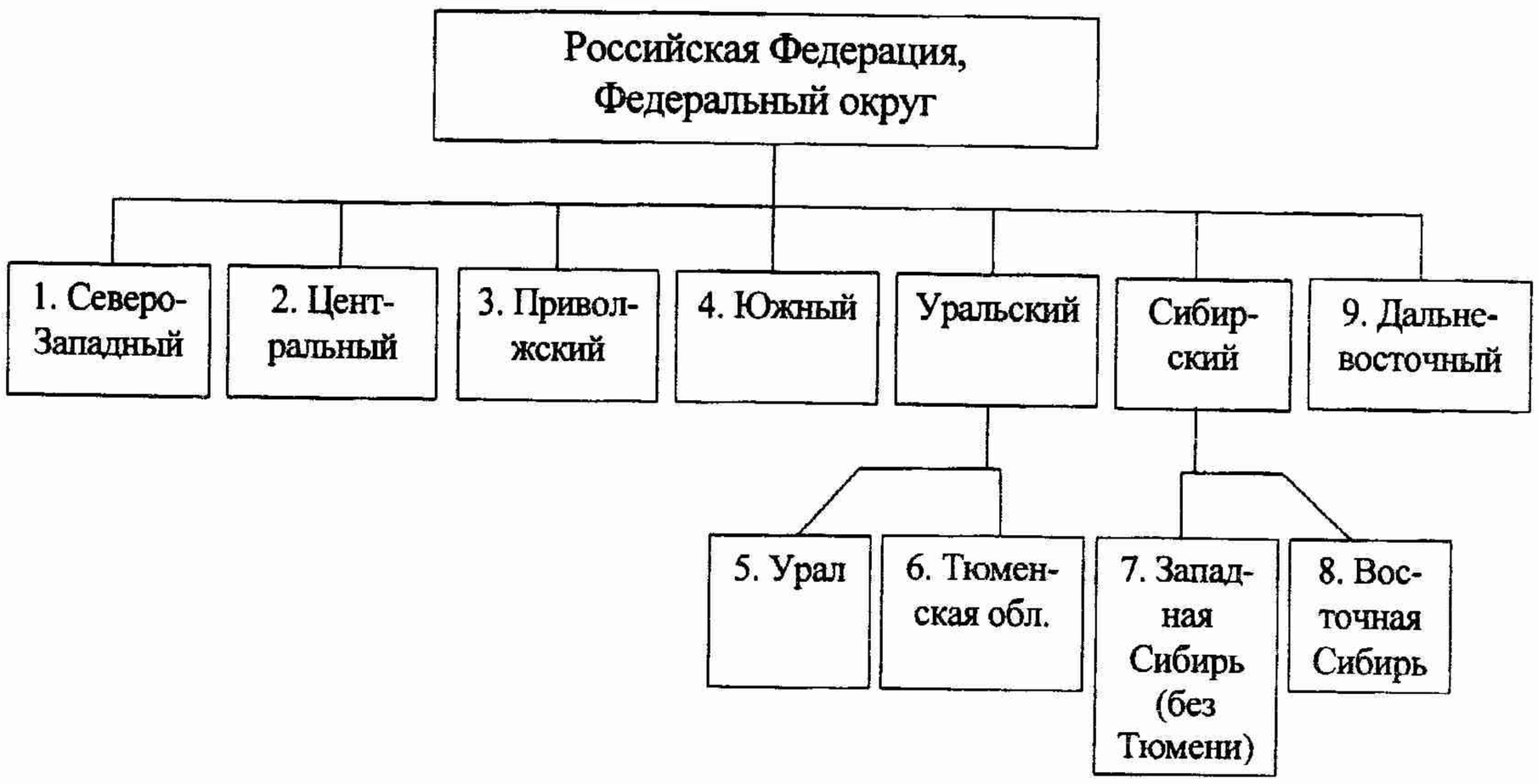


Рис. 4.3. Территориальная структура модели ТЭК России.

Технологический аспект моделируется группами существующих и перспективных энергетических объектов и энергосберегающих технологий. Для

представления в модели каждого из рассматриваемых энергоресурсов (нефть, природный газ, уголь, ядерная энергия, гидроэнергия) используется принцип последовательного описания основных стадий преобразования энергоресурсов: добыча, переработка (преобразование), распределение и потребление конечных энергоносителей (рис. 4.4).

Блок энергосбережения. Определение рациональных уровней энергосбережения по отдельным группам потребителей осуществляется путем введения энергосберегающих технологий, позволяющих обеспечить экономию топлива и энергии при соответствующих дополнительных затратах.

В *экологическом блоке* модели определяются суммарные и удельные выбросы вредных веществ и парниковых газов в каждом регионе и экономически обоснованные масштабы внедрения технологий по их снижению.

Блок внешней торговли описывает условия экспорта энергоносителей из региона. В общем случае эффективность и возможные масштабы экспорта энергоносителей зависят от экспортных цен, объемов добычи (производства) и внутреннего потребления энергоресурсов (с учетом их межрегионального перераспределения, энергосбережения и замещения другими видами энергоносителей), состояния действующей внутренней и экспортной транспортной сети и предпосылок для сооружения новой, затрат на добычу и транспорт энергоресурсов.

В *финансово-экономическом блоке* модели по каждому региону в самом первом приближении определяются: маргинальные (предельные) цены самоокупаемости по каждому энергоносителю; общие затраты, связанные с производством, распределением и потреблением энергетической продукции по отраслям с учетом выручки от экспорта энергоносителей; требуемые капитальные вложения по отраслям ТЭК.

Математическое описание модели. В общем случае баланс производства и потребления энергоносителя e в регионе r в году t имеет следующий вид:

$$\sum_{p \in P_r} a^t_{epr} X^t_{pr} + \sum_{r'} Y^t_{er'r} + I^t_{er} = \sum_{r'} b^t_{err'} Y^t_{err'} + \sum_{d} D^t_{edr} + Э^t_{er} \qquad (4.1)$$

для всех $e \in 1,\ldots,E;\ r \in 1,\ldots, r', \ldots, R;\ t \in 1,\ldots,T,$

где X^t_{pr} – производственная мощность энергетического объекта p в регионе r в году t; a^t_{epr} – коэффициент, определяющий выход (расход)

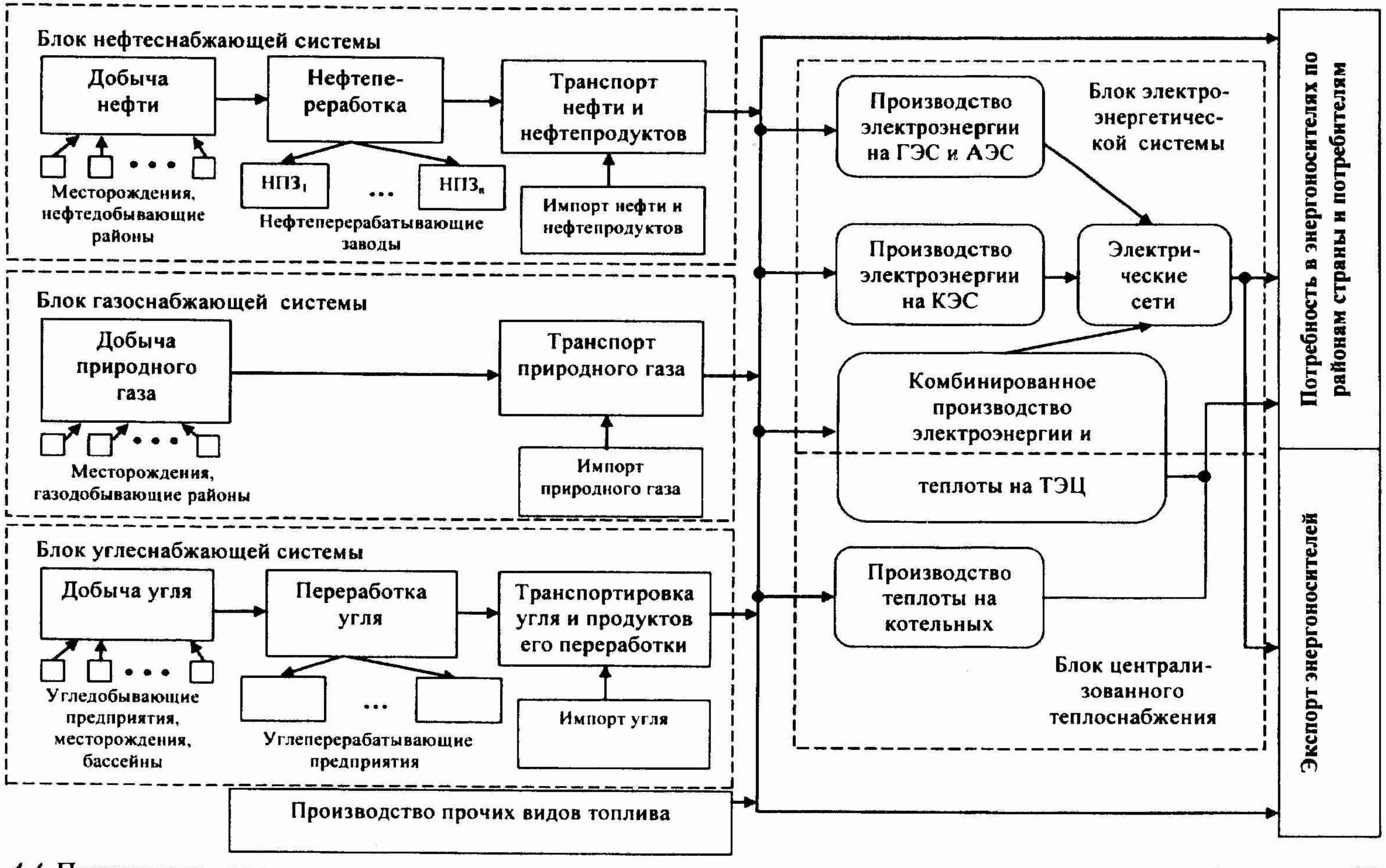


Рис. 4.4. Принципиальная технологическая структура модели оптимизации территориально-производственной структуры ТЭК страны.

энергоносителя e на энергетическом объекте p в регионе r в году t; $Y^t_{er'r}$ – искомый объем поступления энергоносителя e из региона r' в регион r в году t; I^t_{er} – импорт энергоносителя e в регион r в году t; $Y^t_{err'}$ – возможные поставки энергоносителя e из региона r в регион r' в году t (с учетом потерь при транспорте $b^t_{err'}$); D^t_{edr} – потребление конечного энергоносителя e по категориям потребителей d в регионе r в году t; $Э^t_{er}$ – экспорт энергоносителя e из региона r в году t.

Все мощности энергетических объектов p делятся на действующие мощности $(RX^t_{p,r})_{t=0}$ (на начало рассматриваемого периода) и вновь создаваемые в течение расчетного периода.

Для действующих мощностей задается динамика их выбытия по этапам расчетного периода. При этом

$$RX^{t+1}_{pr} \le k^t_{pr} RX^t_{pr}, \qquad (4.2)$$

где k^t_{pr} – коэффициент выбытия производственных мощностей на объекте p в регионе r в году t.

Для каждого энергетического объекта p (действующего и вновь сооружаемого) предусматривается возможность создания производственных мощностей. При этом вводимые мощности объектов на каждом временном этапе могут быть ограничены и должны выбывать по мере окончания нормативного срока их службы.

Для учета фактора динамики (рис. 4.5) вводятся уравнения переноса мощности энергетических объектов p по этапам t расчетного периода. Для отдельного объекта p в регионе r в году t это уравнение имеет следующий вид:

$$X^{b-t}_{pr} = \sum_{b<t} \min(L^{b-t}_p / n_t, 1) X^b_{pr}, \qquad (4.3)$$

где X^{b-t}_{pr} – мощность энергетического объекта p в регионе r, введенная на этапе b, сохраняется на этапе t; L^{b-t}_p – число лет, в течение которых мощность энергетического объекта p, введенная на предыдущих этапах b, сохраняется на этапе t (исходя из нормативного срока ее службы); X^b_{pr} – мощность энергетического

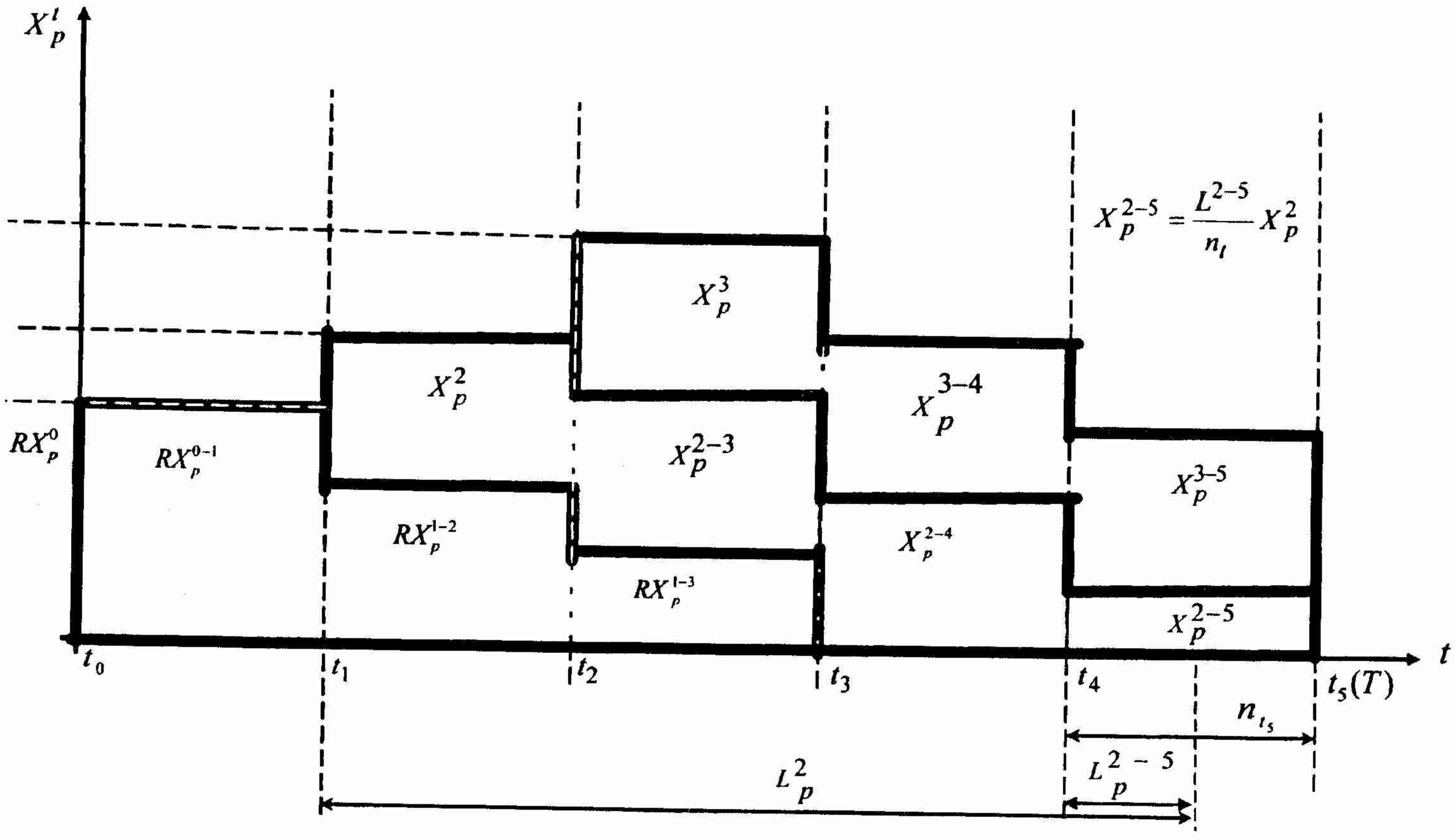


Рис. 4.5. Динамика переноса мощности по этапам *(t)* расчетного периода *(T)* энергетического объекта *(p)*.

L_p^2 – срок службы мощности, вводимой на этапе t_2; RX_p^0 – остаточная мощность объекта в начале расчетного периода; n_{t_5} – число лет на этапе t_5; L_p^{2-5} – число лет, в течение которых мощность, введенная на этапе t_2, сохраняется на этапе t_5.

объекта p в регионе r, введенная на этапе b; n_t – число лет на этапе t.

Для всех энергоносителей e размер их конечного использования у потребителей d в регионе r в году t принимается как фиксированная величина D^t_{edr}.

Определение рациональных уровней энергосбережения по отдельным группам потребителей d осуществляется путем введения для этих потребителей энергосберегающих технологий s_d, обеспечивающих экономию топлива и энергии $S^t_{es_dr}$ при соответствующих дополнительных затратах $z^t_{es_dr}$. Для конечного потребителя d (или группы потребителей) уравнение, описывающее энергосбережение, имеет следующий вид:

$$D^t_{edr} = \bar{D}^t_{edr} + \sum_{s_d \in d} S^t_{es_dr}, \qquad (4.4)$$

где $\bar{D}^t_{edr}$ – количество энергоносителя e, необходимого конечному потребителю d в случае использования энергосберегающих технологий s_d в регионе r на этапе t; $S^t_{es_dr}$ – количество сэкономленного энергоносителя e на объекте d за счет энергосберегающей технологии s_d в регионе r в году t.

В каждом регионе r по каждому загрязнителю c в году t записываются следующие уравнения:

$$\sum_r \sum_e \Big(\sum_p \lambda^t_{cep} X^t_{epr} + \sum_{r'} \lambda^t_{cerr'} Y^t_{err'} + \sum_d \lambda_{ced} \bar{D}^t_{edr} - \sum_{a,p} \beta^t_{caep} A^t_{aepr}\Big) \le \sum_r \max V^t_{cr} \qquad (4.5)$$

для всех $c = 1, ..., C;\ \ t = 1, ..., T,$

где λ_c – удельные выбросы вредных веществ c в атмосферу всеми рассмотренными энергетическими объектами p, видами транспорта между регионами (r, r') и конечными потребителями d; $A^t_{aepr} = \omega^t_{ar} X^t_{epr}$, при этом ω^t_{ar} - коэффициент, задающий долю мощностей энергетического объекта p, которые могут быть оборудованы технологиями по снижению вредных выбросов a в регионе r в период t; β_{caep} – коэффициент, задающий снижение вредных

выбросов c в атмосферу, от энергоносителя e при оборудовании объекта p технологией a; $\max V^t_{cr}$ – максимально допустимый объем вредных выбросов c в регионе r в году t.

В качестве основного *критерия оптимизации* в модели рассматривается *минимум суммарных дисконтированных затрат* (на добычу, переработку (преобразование), транспорт, снижение вредных выбросов и энергосбережение энергоносителей) за весь расчетный период с учетом выручки от экспорта энергоносителей.

Функционал модели в этом случае представляет собой сумму всех затрат (по всем регионам и временным этапам), дисконтируемых к началу расчетного периода:

$$\sum_t [\sum_r (\sum_{e,p} c^t_{epr} X^t_{pr} + \sum_{e,r'} c^t_{er'r} Y^t_{er'r} + \sum_{e,r'} c^t_{err'} Y^t_{err'} + \sum_{e,s_d} z^t_{es_d r} S^t_{es_d r} + \\ + \sum_e v^t_{er} I^t_{er} + \sum_{e,a,p} \eta^t_{eapr} A^t_{eapr} - \sum_e q^t_{er} Э^t_{er}) \mathrm{Dis}^t] \to \min, \qquad (4.6)$$

где $c^t_{epr}, c^t_{er'r}, c^t_{err'}, z^t_{es_d r}$ – цены самофинансирования, связанные с производством (преобразованием), транспортом и энергосбережением энергоносителя e в регионе r в году t; v^t_{er} – прогнозируемые цены на импортируемый энергоноситель e в регион r в году t; q^t_{er} – прогнозируемые цены (франко-граница) на экспортируемый энергоноситель e из региона r в году t; η^t_{eapr} - затраты, связанные с внедрением и эксплуатацией технологий a по снижению вредных выбросов c на энергетических объектах p в регионе r в году t; $Э^t_{er}$ – объем экспорта энергоносителя e из региона r в году t.

Цены самофинансирования c^t_{epr} определяются с учетом следующих задаваемых в модели показателей:

$$c^t_{epr} = \varphi(\bar{c}^t_{pr}, \tilde{c}^t_{epr}, ам^t_{pr}, \gamma), \qquad (4.7)$$

где $\bar{c}^t_{pr}$ – удельные постоянные (эксплуатационные) затраты, связанные с поддержанием единицы мощности энергетического объекта p в регионе r в году t; $\tilde{c}^t_{epr}$ – удельные переменные (эксплуатационные) затраты, связанные с произ-

водством энергетического объекта p энергоносителя e в регионе r в году t; am^t_{pr} – доля амортизационных отчислений энергетическим объектом p в регионе r в году t (зависит от стоимости основных фондов K_{pr} и принятых нормативных сроков L_{pr} эксплуатации объекта); γ – среднегодовой доход на вложенный капитал (с учетом налогов и рисков), создаваемый за счет прибыли, %.

Такой состав показателей, принимаемый для определения цен самофинансирования, позволяет учесть:

- финансово-экономическую эффективность (самоокупаемость) рассматриваемых энергетических объектов при их инвестировании за счет акционерного капитала;

- зависимость себестоимости энергоносителя e от загруженности мощностей на энергетическом объекте p в году t. Чем меньше загружена мощность объекта, тем выше себестоимость единицы продукции (поскольку $\bar{c}^t_{pr}$ остается постоянной).

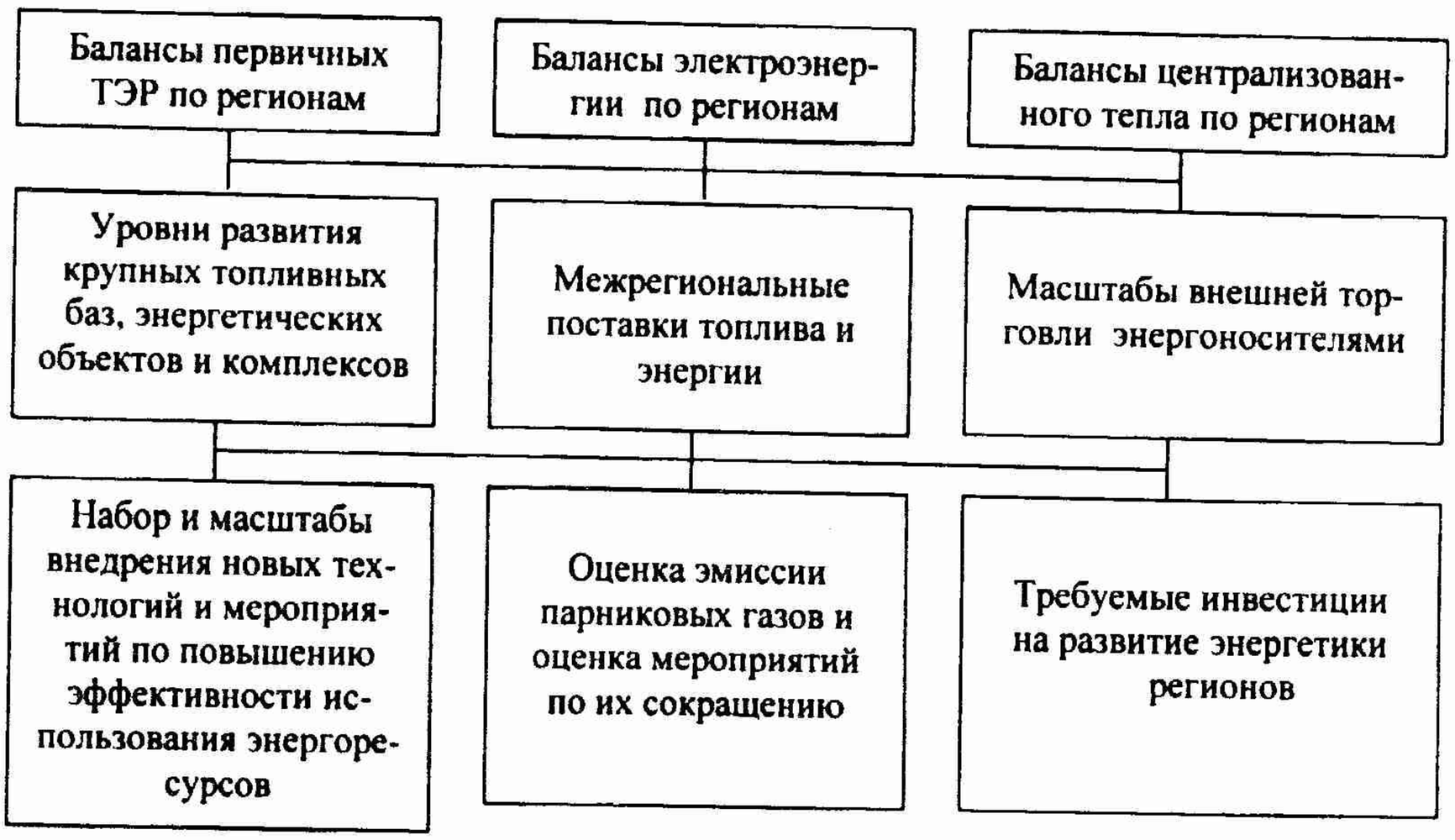


Рис. 4.6. Результаты оптимизационных расчетов модели ТЭК России.

Модель позволяет (по стране и рассмотренным регионам) оценить (рис. 4.6):

- балансы первичных энергоресурсов, электроэнергии и централизованного тепла;
- перспективную технологическую и производственную структуру отраслей ТЭК в зависимости от сценариев демонтажа действующего оборудования в отраслях ТЭК;
- масштабы и темпы внедрения новых технологий в отраслях;
- масштабы и сферы влияния крупных топливно-энергетических баз;
- межрегиональные поставки топлива и энергии в зависимости от сценариев развития экономики регионов (уровней энергопотребления в регионах), масштабов развития местных топливных баз, затрат на добычу, производство и транспорт энергоносителей и т.д.;
- влияние экспорта и импорта топлива и электроэнергии на ТЭК;
- эмиссию парниковых газов и других вредных выбросов и набор мероприятий по их сокращению;
- ориентировочные объемы требуемых инвестиций на развитие энергетики регионов.

4.3. Информационно-вычислительная система для оптимизации и исследования развития ТЭК страны и регионов

Для проведения многовариантных расчетов на динамической модели, имеющей сравнительно большую размерность (количество уравнений – 9600, количество переменных – 12700, ненулевых элементов в матрице – 43100), разработана специальная *информационно-вычислительная система* (ИВС), позволяющая ускорить процесс проведения расчетов и облегчить анализ полученных результатов [86].

ИВС позволяет оперативно работать с входными таблицами, корректировать модель на основе информации, хранящейся в этих таблицах, выводить результаты решений в виде различных, сконструированных самим пользователем выходных таблиц и графиков.

Входная информация для ИВС представлена в виде таблиц, сгруппированных в блоки (рис. 4.7): «Энергоресурсы», «Преобразование энергоресурсов», «Транспорт энергоресурсов и энергоносителей», «Потребность в конечных энергоносителях», «Экспорт и импорт энергоресурсов», «Экология».

ализо-

рукту-

обору-

баз;

сти от

регио-

звод-

;

ор ме-

энер-

и

одели,

9600,

), раз-

позво-

нных

ктиро-

ть ре-

телем

ципиро-

оресур-

конеч-

.

В блоке «*Энергоресурсы*» описываются технико-экономические и экологические показатели и ограничения на добычу (производство) первичных энергоресурсов по каждому из выделенных регионов.

Блок «*Преобразование энергоресурсов*» содержит технико-экономические и экологические показатели действующих и перспективных технологий и установок энергетических объектов (НПЗ, электростанций, котельных, углеперерабатывающих предприятий и т.д.), энергосберегающих и природоохранных мероприятий.

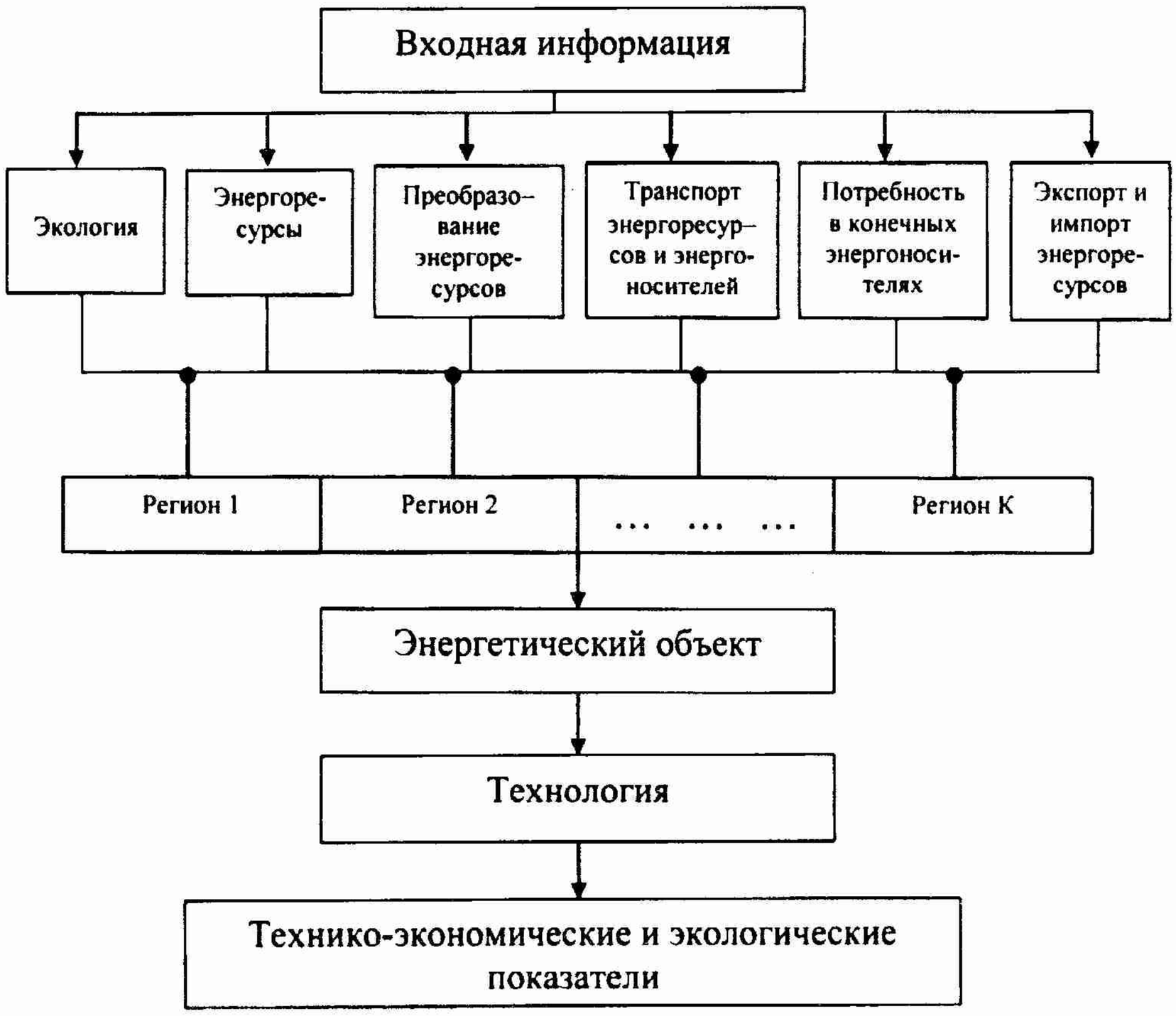


Рис. 4.7. Укрупненная схема подготовки входной информации.

В блоке «*Транспорт энергоресурсов и энергоносителей*» описываются типы и направления действующих и вновь сооружаемых основных транспортных потоков первичных энергоресурсов (нефть, газ, уголь) и конечных энерго-

носителей (электроэнергия, централизованное тепло, моторное топливо, мазут, прочие нефтепродукты, уголь) и задаются ограничения на их развитие. Описываются технико-экономические показатели магистральных и распределительных нефте- и газопроводов, межрегиональных и внутрисистемных линий электропередач (ЛЭП), железнодорожного транспорта.

В блоке *«Потребность в конечных энергоносителях»* для каждого региона задаются возможные размеры потребления (с разбивкой по крупным потребителям) основных энергоносителей: электро- и теплоэнергии, моторного топлива, прочих нефтепродуктов, котельно-печного топлива с выделением газа, мазута, кузнецкого, канско-ачинского угля, других каменных и бурый углей. Описываются технико-экономические и экологические показатели энергосберегающих мероприятий.

В блоке *«Экспорт и импорт энергоресурсов»* задаются прогнозные экспортные (франко-граница) и импортные цены и ограничения на экспортируемые и импортируемые энергоносители по регионам.

В блоке «*Экология*» задаются технико-экономические показатели технологий по сокращению выбросов и предельно-допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу региона.

Выходную информацию пользователь получает (в системе электронных таблиц в формате «Excel» – рис. 4.8) в виде балансовых и других таблиц и графиков, предусматривающих их выдачу по стране и регионам (рис. 4.9). В их числе – балансы производства и потребления первичных энергоресурсов, балансы электроэнергии и централизованного тепла, балансы нефти и нефтепродуктов, балансы котельно-печного топлива, межрегиональные поставки топлива и электроэнергии, потребность в инвестициях по секторам энергетики, замыкающие затраты на топливо и электроэнергию, объемы эмиссии вредных веществ и парниковых газов в атмосферу по регионам страны.

При необходимости пользователь может по своему усмотрению менять содержание выходных таблиц (за счет комбинации, полученной в результате расчетов информации и привлеченных экспертных оценок извне).

Microsoft Excel - БалКТП.xls

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Arial Cyr

C14 =(I("INTERMEDIATE FLOWS->COGE_PRD_E->WANDLER_E->GAS_EW->1")+I("INTERMEDIATE FLOWS->COGE_PRD_E->WANDLER_E->GAS_E->1"))/ 29 29

	A					
1		Баланс КПТ по регионам (Европейская часть). млн.т.у.т				
2			2000	2005	2010	2015
3		**Потребление КПТ, всего**	504.3	524.2	562.6	585.6
4		газ	364.6	368.8	402.4	414.0
5		мазут	30.1	38.5	28.6	23.0
6		уголь	68.8	67.3	74.3	92.2
7		прочие	40.8	49.5	57.4	56.3
8		**КЭС, всего**	55.9	58.5	61.3	67.7
9	1	КЭС газ	39.2	38.4	32.9	41.1
10	2	КЭС мазут	1.7	4.3	3.7	3.3
11	3	КЭС уг.	12.5	13.2	22.7	21.2
12	4	КЭС проч.	2.6	2.6	2.1	2.1
13		**ТЭЦ , всего**	**145.1**	**151.8**	**163.0**	**166.9**
14	5	ТЭЦ газ	120.7	124.6	139.3	139.4
15	6	ТЭЦ мазут	13.7	16.4	13.7	12.4
16	7	ТЭЦ уг.	10.6	10.2	10.0	15.1
17	8	ТЭЦ проч.	0.0	0.6	0.0	0.0
18		**Кот-ные, всего**	**91.4**	**91.3**	**96.4**	**103.3**
19	9	Кот-ные газ	74.7	70.8	83.2	78.5
20	10	Кот-ные мазут	7.8	12.2	6.8	3.4
21	11	Кот-ные уг.	4.7	5.0	4.7	20.1
22	12	Кот-ные проч.	4.2	3.3	1.8	1.3
23		**Прочие потр-ли, всего**	**211.9**	**222.5**	**241.9**	**247.7**
24	13	Пото-ли газ	130.0	135.0	147.0	155.0

Лист1 / Лист2 / config /

Готово

Рис. 4.8. Пример таблицы «Баланс котельно-печного топлива по регионам России».

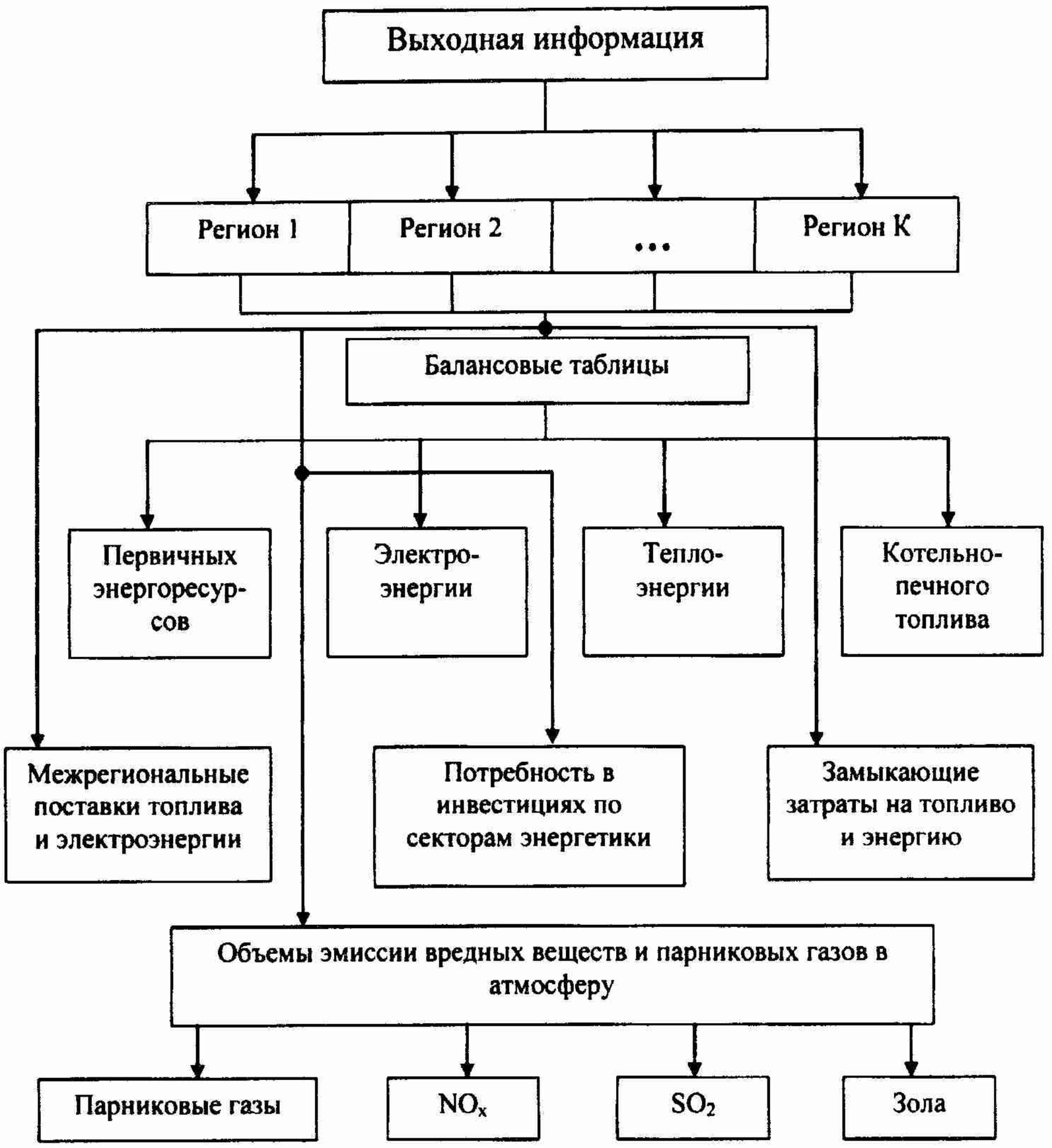


Рис. 4.9. Структура выходных результирующих таблиц динамической модели ТЭК России.

4.4. Методический подход к принятию решений в условиях неопределенности с использованием модели ТЭК

При решении задач, связанных с развитием систем энергетики, необходимо рассматривать достаточно длительный период времени, причем главным образом для того, чтобы правильно оценить последствия тех сегодняшних решений, которые принимаются для развития системы на ближайшую перспекти-

ву. Очевидно, что нельзя выбирать однозначный вариант развития энергетической системы на всю перспективу 20–25 лет, понимая, что по истечении определенного времени наверняка изменятся условия, для которых этот вариант разрабатывался. Целесообразно принимать окончательное решение в отношении объектов (мероприятий), не терпящих отлагательства. Эти решения касаются обычно ближайшего периода времени, который можно назвать «плановым». Остальная часть расчетного периода (период «последействия») рассматривается для учета последствий принимаемых решений в «плановом» периоде.

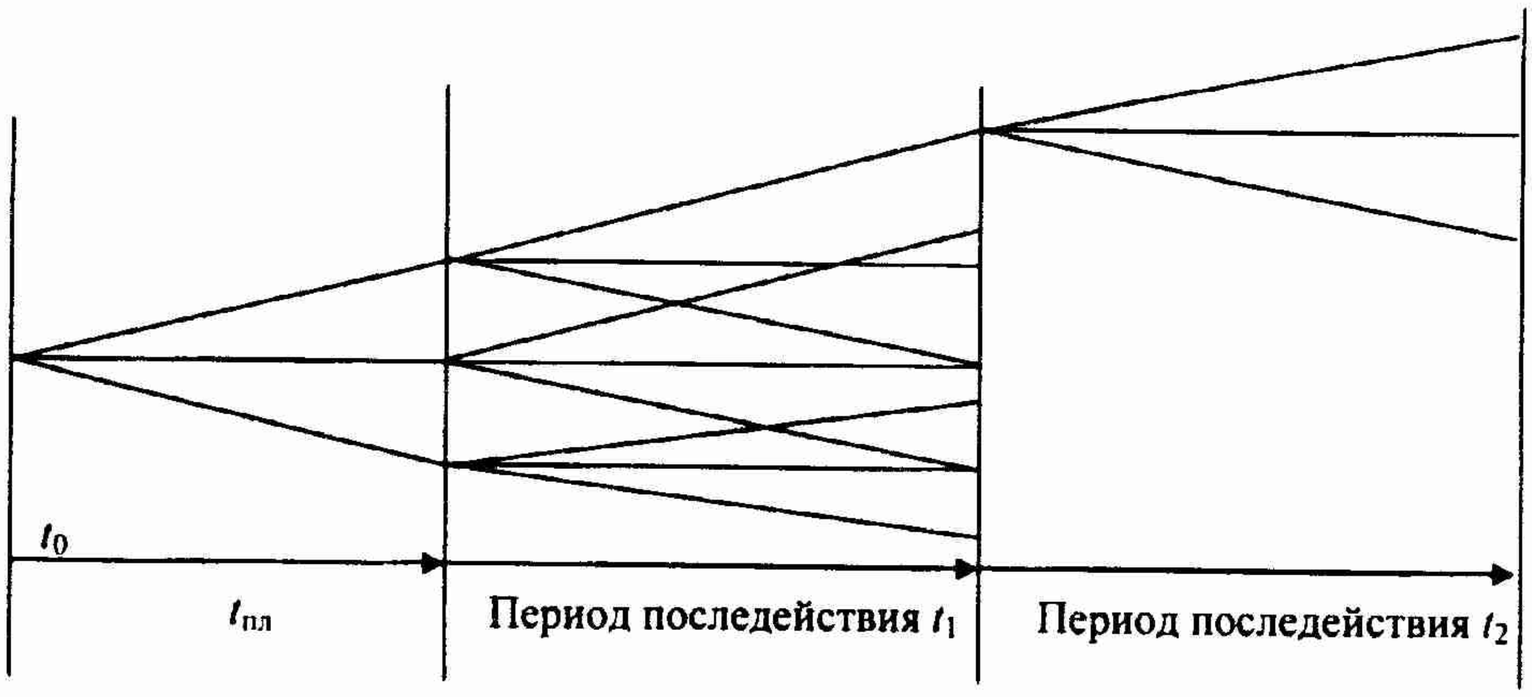


Рис. 4.10. Последовательность принятия решений в условиях неопределенности.

На рис. 4.10 схематично изображены эти периоды. Для «планового» периода ($t_{пл}$) показаны три возможные альтернативы развития системы, из которых необходимо выбрать одну для последующей реализации. В период последействия возможные траектории развития системы дополнительно разветвляются (t_1, t_2).

При такой постановке встает вопрос о способе формирования вариантов развития системы для периода последействия, характеризующегося большой неопределенностью. Очевидно, что эти варианты должны соответствовать, во-первых, принимаемым решениям в «плановом» периоде и, во-вторых, возможным условиям развития системы в период последействия. Поскольку однозначно предугадать эти условия и наметить соответствующие им варианты развития системы в периоде последействия невозможно, ниже предлагается один из воз-

можных упрощенных способов поэтапного подхода к принятию решений в условиях неопределенности, основанного на обобщении имеющихся методических подходов [73, 87–90] и использовании модифицированной оптимизационной модели ТЭК.

Суть его, отраженная на рис. 4.11, состоит в следующем.

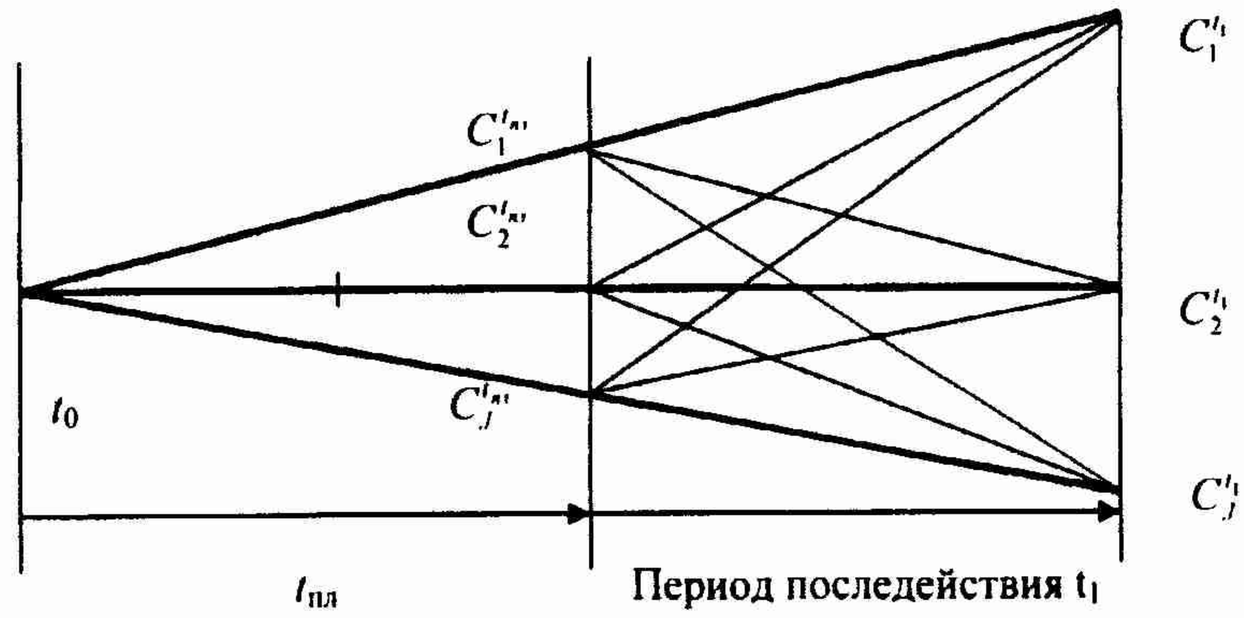


Рис. 4.11. Упрощенный способ принятия решений в условиях неопределенности.

1. На первом шаге отбирается конечное число возможных условий развития системы (C_J) для всего расчетного периода (как правило, рассматриваются крайние и средние условия развития).

2. На втором шаге для каждого заданного условия развития проводятся детерминированные оптимизационные расчеты с определением оптимального решения (стратегии) и значения целевой функции для него за весь период.

3. На следующем шаге полученные оптимальные решения (стратегии) фиксируются, и затем для каждого из них делаются дополнительные оптимизационные расчеты при всех других рассмотренных условиях развития системы в период последействия.

Трудность вычисления при этом целевой функции ($З_{ij}$) состоит в том, что наряду с собственными затратами ($З_i$), соответствующими условиям развития системы i, при которых полученное решение является оптимальным, она включает дополнительные затраты ($\Delta З_{ij}$), возникающие в случае реализации других условий j.

Проведение таких расчетов позволяет построить платежную матрицу затрат $\|З_{ij}\|$ на развитие и адаптацию системы (табл. 4.1), где $З_{ij}$ – значение целевой функции при i стратегии в j возможных условиях развития системы определяется следующим образом:

$$З_{ij} = З_i + \Delta З_{ij}. \qquad (4.8)$$

Таблица 4.1

Общий вид платежной матрицы затрат на развитие и адаптацию системы

Стратегия развития	Условия развития			
	C_1	C_2	…	C_J
X_1	$З_1$	$З_{12} = З_1 \pm \Delta З_{12}$	…	$З_{1J} = З_1 \pm \Delta З_{1J}$
X_2	$З_{21} = З_2 \pm \Delta З_{21}$	$З_2$	…	$З_{2J} = З_2 \pm \Delta З_{2J}$
…	…	…	…	…
X_J	$З_{J1} = З_J \pm \Delta З_{J1}$	$З_{J2} = З_J \pm \Delta З_{J2}$	…	$З_J$

4. На последнем шаге на основании платежной матрицы с применением критериев теории игр [91] производится выбор рациональных стратегий развития системы в «плановом» периоде.

Изменение условий развития системы в период «последействия» потребует либо проведения дополнительных («подстроечных»), а, следовательно, более дорогих мероприятий по развитию производственных мощностей, либо учета ущерба у потребителей от недопоставок топлива или энергии.

Отсюда следует, что определение избыточного состава «подстроечных» мероприятий и выбор из них наиболее рациональных представляет собой самостоятельный этап принятия решений в условиях неопределенности. На этом этапе с помощью модифицированной модели ТЭК решается задача эффективного приспособления (адаптации) рассматриваемой системы к изменяющимся условиям и определяются связанные с этим затраты.

Модификация оптимизационной модели ТЭК (превращение ее в адаптивную) включает три этапа.

На первом этапе выясняется, какие объекты (переменные модели) в процессе адаптации принимаемой стратегии к другим условиям развития системы не могут быть изменены и подлежат фиксации.

Один из возможных способов отбора фиксируемых объектов состоит в том, чтобы в качестве таковых считать лишь те объекты (переменные модели), требуемые сроки реализации которых не позволяют откладывать решение об их принятии. Остальные объекты (переменные модели), определяющие развитие системы, могут приспосабливаться к меняющимся условиям либо в определенном диапазоне значений, либо вообще без ограничений.

На втором этапе формируется набор объектов (мероприятий), с помощью которых может вестись подстройка системы к разным условиям ее развития. Эти «подстроечные» мероприятия, как правило, гораздо дороже заранее запланированных объектов и требуют меньше времени для их реализации. Чем короче интервал времени для реализации дополнительных мероприятий, тем выше затраты на адаптацию системы к меняющимся условиям. Так, например, для электроэнергетической системы это может означать установку дополнительных агрегатов на действующих электростанциях, перевод электростанций на другой вид топлива, форсирование строящихся или сооружение специальных (например, газотурбинных) электростанций, создание дополнительных линий электропередач между системами и т.д.

По мере увеличения интервала времени для принятия решений, когда фактор времени перестает ограничивать сроки реализации заранее запланированных мероприятий, адаптация может осуществляться с помощью обычных мероприятий.

На третьем этапе для каждой первоначально полученной стратегии развития системы находится рациональный состав «подстроечных» мероприятий к возможным условиям ее развития и определяются связанные с этим затраты, т.е. элементы платежной матрицы. Трудность этого этапа состоит в том, что для каждой первоначально принятой стратегии необходимо решить несколько оптимизационных задач.

Из всего вышеизложенного следует, что к адаптивным моделям предъявляются более высокие требования, чем к обычным моделям для оптимизации систем.

Предлагаемая ниже адаптивная модель строится на базе описанной выше динамической модели и целиком включает все ее уравнения и переменные. Это обеспечивает правильное описание в адаптивной модели развитие основных объектов и связей в течение всего расчетного периода.

Для превращения обычной модели в адаптивную вводятся новые переменные (Z^t_q), характеризующие возможные «подстроечные» мероприятия.

$$\sum_{p \in P_r} a^t_{epr} X^t_{pr} + \sum_{q \in Q_r} b^t_{eqr} Z^t_{qr} = \sum_d \tilde{D}^t_{edr} \qquad (4.9)$$

для всех $e \in 1, \ldots, E;\ r \in 1, \ldots, R;\ t \in 1, \ldots, T,$

где X^t_{pr} – производственная мощность энергетического объекта p в регионе r в году t; a^t_{epr} – коэффициент, определяющий выход (расход) энергоносителя e на энергетическом объекте p в регионе r в году t; Z^t_{qr} – производственная мощность «подстроечного» мероприятия q в регионе r в году t; b^t_{eqr} – коэффициент, определяющий выход (расход) энергоносителя e на «подстроечном» объекте q в регионе r в году t; $\tilde{D}^t_{edr}$ – возможное потребление конечного энергоносителя e по категориям потребителей d в регионе r в году t.

Для каждого «подстроечного» мероприятия в модели описываются производственные (технологические), экономические и экологические показатели на разных этапах расчетного периода.

Вторым важным дополнением при построении адаптивной модели является то, что в ней фиксируется развитие тех объектов (в виде ограничений на переменные), решение по которым в рассматриваемой стратегии должно быть принято (из-за сроков их реализации) и не может быть изменено (или изменено незначительно) при других условиях развития системы.

Эти ограничения на переменные модели имеют форму либо равенства ($X^t_{\hat{p}r} = N^t_{\hat{p}r}$), либо двухсторонних ограничений ($\underline{N}^t_{\hat{p}r} \le X^t_{\hat{p}r} \le \overline{N}^t_{\hat{p}r}$), где $N^t_{\hat{p}r}$ – фиксированная мощность энергетического объекта $\hat{p}$ в регионе r в году t.

Рассмотренная модификация адаптивной модели позволяет найти наиболее рациональные пути приспособления каждой стратегии к возможным условиям развития и связанные с этим затраты на развитие и адаптацию системы. С помощью расчетов для всех первоначально намеченных стратегий можно получить платежную матрицу (или матрицу экономических ущербов), из которой с помощью критериев принятия решения в условиях неопределенности можно выбрать состав наиболее предпочтительных стратегий [73, 89].

Таким образом, использование адаптивной модели позволяет:

- выявить лучшую стратегию развития системы в «плановом»[3] периоде в виде перечня основных энергетических объектов и мероприятий;
- определить рациональный состав дополнительных мероприятий, необходимых для «подстройки» этой стратегии к возможным условиям развития системы в период «последействия» и связанные с этим затраты.

---

[3] Период, для которого должно быть принято окончательное решение о необходимости сооружения энергетических объектов.

ГЛАВА 5. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖОТРАСЛЕВЫХ СВЯЗЕЙ ТЭК И ИНЕРЦИОННОСТИ ЕГО РАЗВИТИЯ

5.1. Межотраслевые производственные связи и инерционность развития систем энергетики

Через эти внешние связи ТЭК и его подсистемы оказывают существенное влияние на развитие многих отраслей производственной сферы, выступая (прямо или косвенно) крупным потребителем их продукции и услуг. В свою очередь, недостаточное развитие сопряженных отраслей и инфраструктуры в районах нового энергетического строительства может замедлить темпы развития ТЭК или повлиять на его структуру.

Большая часть продукции других отраслей потребляется в ТЭК не на эксплуатационные нужды (эксплуатационные связи), а на строительство (инвестиционные связи). Это предопределяет сложную многоуровневую структуру внешних производственных связей ТЭК.

Для удобства анализа структурных свойств производственных связей ТЭК или его подсистем целесообразно:

а) выделить производственные связи по потреблению товаров и услуг на эксплуатационные нужды и капиталовложения;

б) учесть затраты труда на эксплуатацию и строительство для оценки капиталовложений в непроизводственную инфраструктуру;

в) представить капиталовложения на развитие ТЭК и сопряженных отраслей в виде трех компонентов: прямые капиталовложения, сопряженные систематические и сопряженные периодические[4];

[4] Сопряженные (косвенные) капиталовложения потребляются вне ТЭК, но вызываются его развитием. При этом систематические сопряженные вложения связаны с увеличением затрат на эксплуатационные нужды ТЭК, а периодические – с необходимостью увеличить производственные мощности в отраслях, обеспечивающих ТЭК (прямо или косвенно) основными фондами, и с развитием соответствующей производственной и социальной инфраструктуры.

г) произвести обратную «развертку» во времени мероприятий в сопряженных отраслях, которые должны предшествовать тем или иным изменениям в развитии ТЭК;

д) сгруппировать отрасли по уровням сопряжения так, чтобы на каждом уровне продукция производилась примерно в одно время[5].

В этом случае производственные связи будут иметь вид многоуровневой структуры, в которой фондообразующие (инвестиционные) связи действуют как вертикальные и характеризуют требуемую заблаговременность в развитии машиностроения и строительного комплекса, а эксплуатационные – как горизонтальные. При этом последние могут объединять большое количество отраслей и сами иметь достаточно сложную структуру.

По отношению к ТЭК все связи между сопряженными отраслями являются косвенными. К прямым относятся связи с теми отраслями и производствами, продукция которых непосредственно потребляется в отраслях ТЭК на капитальное строительство и эксплуатационные нужды. Многие виды промышленной продукции могут фигурировать сразу на нескольких уровнях сопряжения.

Строительство объектов, призванных обеспечить условия для нормальной эксплуатации новых энергетических мощностей, идет обычно параллельно с сооружением последних. Это значит, что прямые и сопряженные систематические капиталовложения расходуются примерно в одно время. Их сумма создает первую, наиболее крупную инвестиционную волну, которая вызывает волны сопряженных капиталовложений (рис. 5.1) Чем выше гибкость экономики и мобильность ресурсов, больше резервы и возможности импорта необходимого оборудования, тем быстрее затухают эти инвестиционные волны.

Прослеживая цепочки производственных связей ТЭК с фондообразующими отраслями, нетрудно обнаружить, что количество уровней сопряжения, величина косвенных капиталовложений, масштабы ввода мощностей и производства продукции в сопряженных отраслях в конечном итоге есть функция темпов развития ТЭК (или его рассматриваемой части).

---

[5] Как выделение уровней сопряжения, так и отнесение к ним отдельных отраслей условно, поскольку производственные связи между многими отраслями имеют вид не цепочки, а сложно переплетенной сети. Выделяемые для удобства анализа временные уровни практически соответствуют уровням сопряжения по линии капитального строительства. На каждом таком уровне дополнительно можно выделить уровни сопряжения по текущему производственному потреблению.

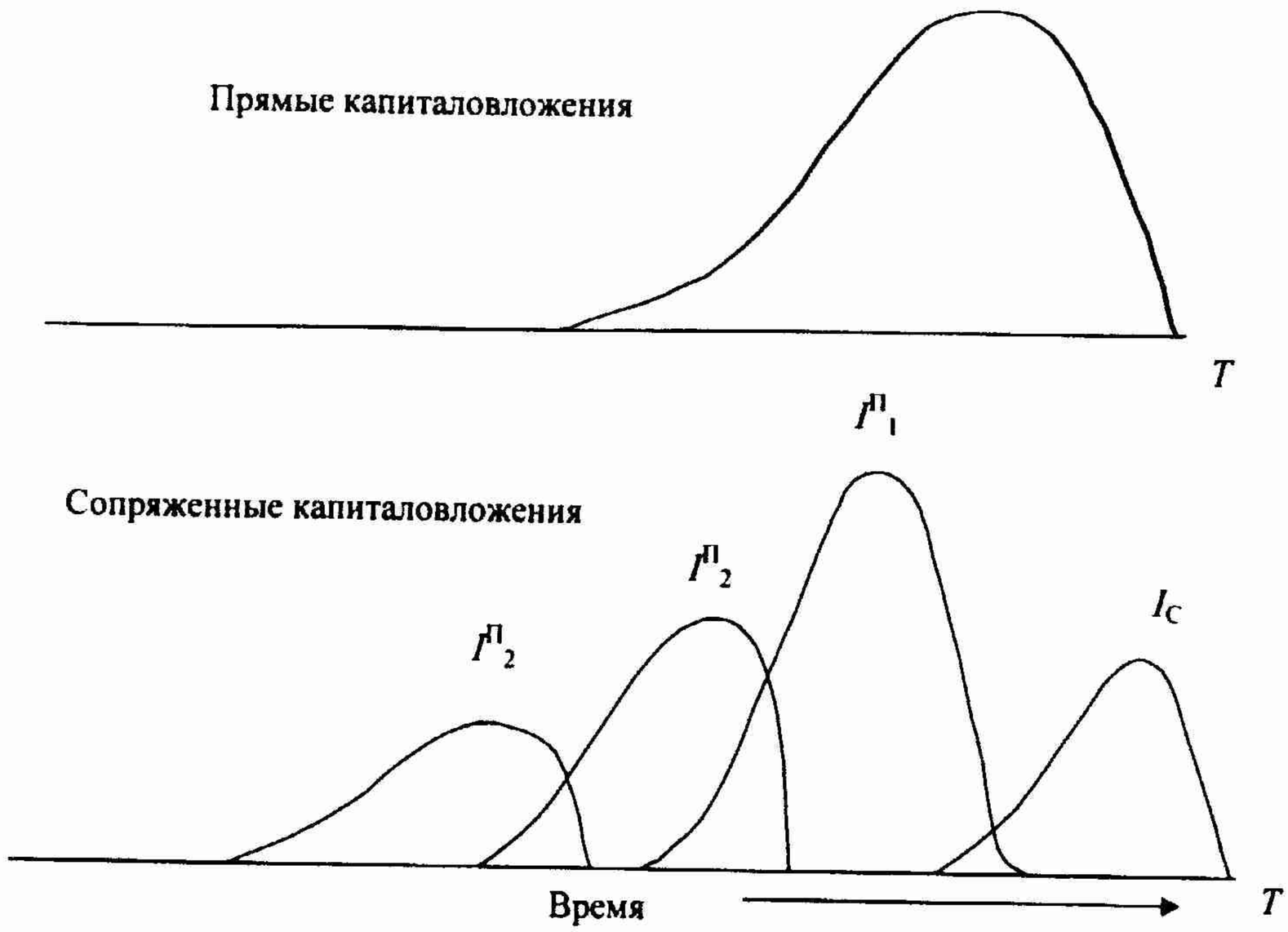


Рис. 5.1. Инвестиционные волны, порождаемые увеличением прироста добычи газа в году *T*.

I_C – обеспечение эксплуатируемых нужд газовой промышленности; $I^{П}_1$ – стройбаза, производство труб, бурового и прочего специального оборудования; $I^{П}_2$ – металлургическое производство, металлообрабатывающее оборудование; $I^{П}_3$ – материалы, оборудование, стройбаза для $I^{П}_2$.

При снижающихся темпах, когда абсолютные значения ежегодного прироста мощностей в ТЭК не увеличиваются, косвенные периодические капиталовложения отсутствуют, поскольку в этом случае ранее созданные предприятия, например, по производству энергетического оборудования, могут обеспечить нужды ТЭК без расширения выпуска своей продукции. В этом случае косвенные затраты минимальны. Если же предполагается увеличение темпов развития ТЭК, то необходимо заблаговременно ввести дополнительные мощности в отраслях первого инвестиционного уровня сопряжения. Возникает потребность в соответствующих косвенных (периодических) капиталовложениях для развития ряда других отраслей и производств. Чем выше планируемые темпы, тем, при прочих равных условиях, вовлекается больше уровней сопряжения, шире становится круг сопряженных отраслей и тем выше косвенные материальные и денежные затраты на единицу прироста добычи топлива или произ-

водства энергии. Аналогичным образом реагируют на изменение темпов развития ТЭК косвенные потребности в трудовых и природных ресурсах.

Темпы развития – не единственный фактор, определяющий структуру, сложность и силу проявления внешних производственных связей ТЭК. Даже при стабильных приростах энергетической продукции косвенные связи и затраты могут возрасти, если увеличатся удельные капиталовложения и удельные затраты в инфраструктуру, повысится доля фондоемкой продукции в материально-вещественной структуре капиталовложений, снизится доля импорта оборудования или материалов и т.д. В свою очередь, возможность широкого маневрирования ресурсами в рамках всего народного хозяйства, наличие резервов производственных мощностей и мобильных строительных организаций позволяет уменьшить величину требуемых сопряженных капиталовложений и сократить общую длительность инвестиционного процесса.

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, на создание инфраструктуры и упреждающее развитие сопряженных производств – 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.

Экономическую инерцию по аналогии с физической можно, по-видимому, характеризовать 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 затраты всех народнохозяйственных ресурсов на производство и потребление дополнительной единицы 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 каждые *K* млн руб. дополнительных капиталовложений.

Последний показатель является комплексным, производным от первых. 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 1процентный пункт; б) требуемые для этого дополнительные затраты народнохозяйственных и денежных 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 технологий, развитие которых определяет его перспективную структуру. На инерционность сильное влияние оказывает также величина уже существующих основных фондов. Чем они весомее в сравнении с новыми, тем, при прочих равных условиях, выше инерционность ТЭК, так как замена старых фондов новыми связана с дополнительными капиталовложениями. Да и поддержание существующих производственных мощностей требует ежегодно больших затрат народнохозяйственных ресурсов.

Из внешних условий, влияющих на инерционность ТЭК, основную роль играет уровень развития сопряженных отраслей, время, необходимое на производство оборудования и материалов для увеличения добычи, преобразования и транспорта энергоресурсов. Узким местом, сдерживающим развитие ТЭК, может стать не только задержка в освоении новых видов энергетического и горно-шахтного оборудования, но и отсутствие резервных мощностей на предприятиях, производящих уже освоенные виды продукции для электроэнергетики и топливной промышленности.

Импорт необходимого оборудования, строительных машин и механизмов может заметно сократить цепочку производственных связей и благотворно повлиять на показатели инерционности. Но ситуация может быть и обратной, если производство продукции для компенсирующего экспорта потребует дополнительных и заблаговременных капиталовложений.

Инерционность развития ТЭК тесно 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.

Понятие «инерционность» применительно к экономическим системам пока еще не имеет строгого и общепринятого определения, несмотря на широкое его употребление. Явно недостаточно исследованы и количественные проявления свойства инерционности в меняющихся условиях развития ТЭК и других комплексов. Важность этих исследований отмечал академик Л.А. Мелентьев, определяющий инерционность как способность систем противостоять внешним и внутренним воздействиям, имеющим цель изменить ее ранее намеченное движение (развитие) [16]. Он включал свойство инерционности в свойство гибкости, как ограничивающее последнее. Гибкость понимается как способность системы с необходимой скоростью изменить свою стратегию для обеспечения нормального развития и функционирования при возможных возмущениях. В работах В.А. Смирнова [90, 92], внесшего значительный вклад в изучение адаптационных способностей ТЭК, гибкость предполагается рассматривать как заложенную в систему возможность снижать неопределенность на выходах системы в процессах ее развития при недетерминированности внешних условий.

Имеющиеся определения инерционности и гибкости недостаточно конструктивны. Они не дают возможности оценивать количественные проявления этих свойств, сравнивать отдельные системы по силе их проявления. Нужны

показатели, поддающиеся количественной оценке и методический инструментарий для учета этих свойств при определении возможных и эффективных стратегий развития ТЭК.

Пик исследований в этом направлении, отраженный в соответствующих публикациях [16, 90, 92–98], приходится на 80-е годы прошлого века. Он совпал с усилением внимания к проблемам долгосрочного развития энергетики СССР. Необходимость дальнейшего развития исследований инерционности ТЭК обусловлена, с одной стороны, предполагаемым ускорением его развития (особенно электроэнергетики) и ожидаемым значительным ростом капиталовложений, а с другой – новыми рыночными условиями, в которых развивается энергетика и вся экономика страны.

5.2. Метод исследования и учета свойства инерционности

Для количественной оценки показателей инерционности ТЭК и входящих в него подсистем необходимо в явном виде учитывать: межотраслевые производственные связи; инвестиционные цепочки; время, требуемое на сооружение новых мощностей и развитие производственной и социальной инфраструктуры; характер распределения материальных и трудовых затрат по годам строительства; реальные возможности использования импорта оборудования, материалов и рабочей силы.

Способы учета этих требований и степень необходимой детализации факторов, влияющих на инерционность, зависят от решаемой задачи. Можно выделить три основные задачи: 1) исследование свойства инерционности и степени влияния различных факторов на ее показатели; 2) определение требуемой заблаговременности в развитии сопряженных производств и инфраструктуры и необходимых прямых и косвенных капиталовложений для реализации конкретных проектов по развитию топливно-энергетических баз или крупномасштабного внедрения новых энергетических технологий; 3) оценка реализуемости в заданные сроки рассматриваемых стратегий (вариантов) развития ТЭК или его подсистем.

Для решения первых двух задач в СЭИ СО АН СССР еще в 1972 г. была разработана имитационная межотраслевая модель ИМПАКТ [96], описывающая процесс формирования во времени (от будущего к настоящему) разных

уровней сопряжения рассматриваемого энергетического объекта с обеспечивающими его развитие производствами.

Она включила следующие основные уравнения при $i = \overline{1,n}$:

$$z_i(t) = \sum_{r=n}^{n+E} a_{ir}\,\bar{x}_r(t) + \sum_{r=n}^{n+E}\sum_{\tau=t}^{t+lr-1} f_{ir}^{\,t,\tau}\,\bar{N}_r(t),$$

$$x_i(t) = \sum_{j=1}^{n} a_{ij}\,x_j(t) + \sum_{j=1}^{n} c_{ij}\,I_j(t) + z_i(t) - \bar{y}_i(t),$$

$$I_i(t) = \sum_{\tau=t}^{t+lr-1} k_i^{\,t,\tau}\,N_i(\tau),$$

$$N_i(\tau) = \max\{\min[\,x_i(t+1) - x_i(\theta)\,(1-p_i)^{t-\theta+1}],\,0\},$$

$$\theta < t, \qquad I = \overline{1,n},$$

где $z_i(t)$ – прямые затраты продукции I на функционирование и развитие энергетики в году t; $\bar{x}_r(t)$ и $\bar{N}_r(t)$ – заданные объемы производства энергетических ресурсов вида r и соответствующие новые производственные мощности в ТЭК; a_{ij} – удельные затраты продукции вида i на производство топлива и энергии; $f_{ir}^{\,t,\tau}$ – удельные затраты продукции i в году t на ввод энергетических мощностей в году τ; l_r – срок строительства объекта в ТЭК; E – количество рассматриваемых источников энергии; $x_i(t)$ – объемы производства неэнергетической продукции и услуг; c_{ij} – удельные затраты продукции i на рубль капиталовложений в отрасли j; $I_j(t)$ – капиталовложения в отрасль j; $\bar{y}_i(t)$ – заданный импорт продукции i; $k_i^{\,t,\tau}$ – капиталовложения в году t на единицу мощности, вводимой в отрасли i в году τ; $N_i(\tau)$ – новые мощности в отрасли i; p_i – коэффициент выбытия мощностей в отрасли i; n – количество неэнергетических производств (продуктов).

Системы уравнений решались итерационным методом. На каждой итерации расчеты велись от будущего к настоящему и заканчивались, когда различия в сопряженных капиталовложениях на двух смежных итерациях становились меньше заданной погрешности.

Уже в те годы были попытки применить модель ИМПАКТ не только для исследования свойства инерционности, но и для решения второй из указанных выше задач путем включения ее в систему экономических и энергетических моделей, разработанных в СЭИ СО АН СССР для оценки вариантов долгосрочного развития ТЭК Сибири и СССР [25]. Модификация модели ИМПАКТ ис-

пользовалась также в системе моделей Международного института прикладного системного анализа (IIASA) при анализе стратегий развития мировой энергетики [99].

Новые условия развития экономики и ТЭК требуют не только уточнения и детализации исходной информации, но и существенного развития методического аппарата для учета фактора инерционности при разработке долгосрочной стратегии развития ТЭК и его подсистем. Особенно актуальной становится оценка реализуемости рассматриваемых вариантов и возможности снижения инерционности за счет импорта оборудования и материалов.

Ниже приводится описание новой версии модели ИМПАКТ (ИМПАКТ-2) и способов включения ее в систему моделей для приближенного решения задач исследования и учета инерционности ТЭК в новых условиях.

ИМПАКТ-2 сама является системой моделей. Ее компьютерная реализация включает три блока: ИНТЭК, ИНЭК и МАКРО (рис. 5.2).

ИНТЭК – модель для оценки требуемой динамики прямых капиталовложений в сооружение новых энергетических объектов (включая соответствующую инфраструктуру) в рассматриваемом варианте энергетической стратегии. При этом учитываются нормативные сроки строительства и распределение затрат на оборудование и строительно-монтажные работы по годам, начиная от освоения территории до пуска объекта в эксплуатацию. Модель позволяет агрегировать некоторые показатели и представляет их в приемлемой для использования в макромодели форме.

В ИНЭК определяется динамика капиталовложений в сопряженные отрасли и производства, требуемое развитие которых находится после решения блока моделей МАКРО. В него входят несколько (по числу рассматриваемых лет) статических оптимизационных моделей межотраслевого баланса. Разработанная версия МАКРО включает 25 отраслей экономики.

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

1. МАКРО настраивается на базовый вариант. Если информация об этом варианте задана по пятилеткам, то значения всех показателей (производство продукции в ТЭК и рассматриваемых отраслях экономики, их конечное потребление, экспорт и импорт) детализируются по годам путем интерполяции.

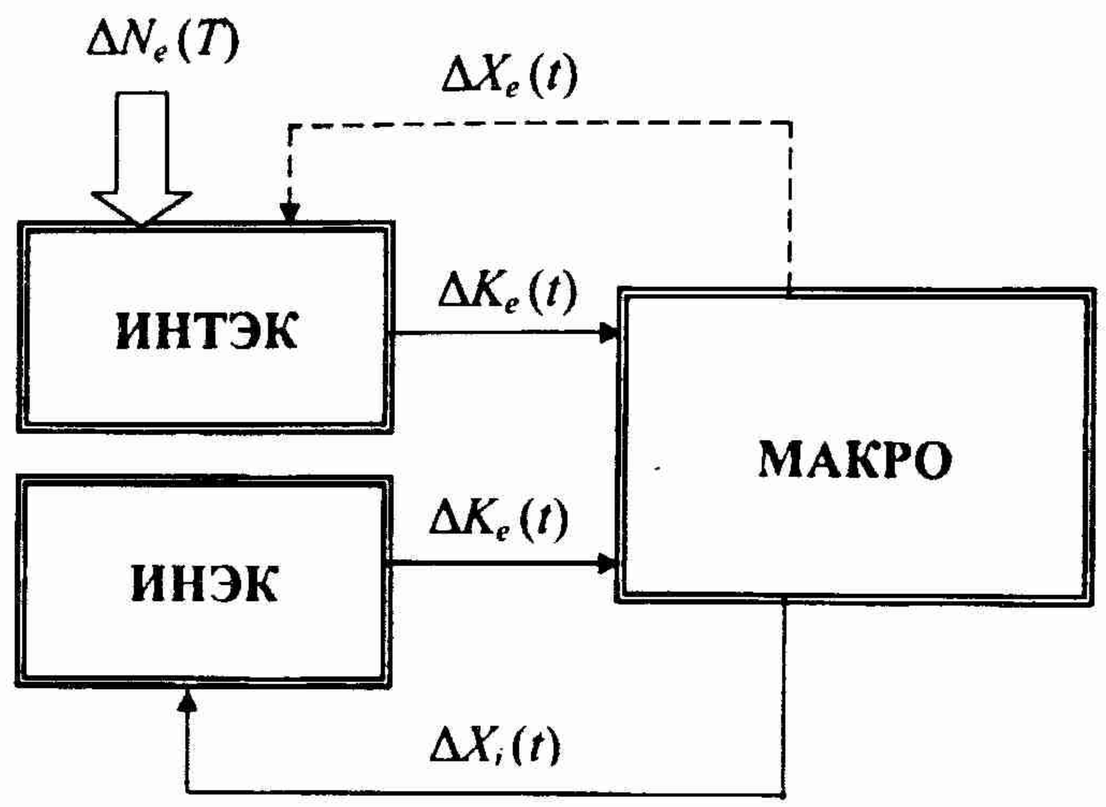


Рис. 5.2. Структура модели ИМПАКТ-2.

2. В ИНТЭК по заданному варианту дополнительного ввода мощностей в ТЭК или в одной из его подсистем определяется динамика новых капиталовложений. Соответствующие дополнительные потребности в оборудовании и СМР передаются в МАКРО вместе с данными о требуемом увеличении производства продукции ТЭК в году *T*.
3. Решение МАКРО и сопоставление его с базовым вариантом позволяет 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 МАКРО для уточнения динамики требуемого дополнительного по сравнению с базовым вариантом развития экономики и определения дальних уровней сопряжения.

Варьируя задаваемый в МАКРО импорт продукции различных отраслей, можно оценить его влияние на инерционность (на требуемую заблаговременность и масштабы развития сопряженных отраслей).

Для учета инерционности систем энергетики и оценки реализуемости вариантов их развития необходимо, во-первых, рассматривать весь ТЭК страны (учитывая технологические и транспортные взаимосвязи между его подсистемами), а во-вторых, возможные ограничения на развитие ТЭК на фоне развития всей экономики, определяя динамику роста его потребностей не только в специализированном оборудовании и материалах, но и в промышленной продукции и услугах общего назначения и учитывая общий баланс трудовых ресурсов.

Эти требования заставляют использовать многоэтапный подход и многоуровневую систему экономико-математических моделей (рис. 5.3). Один из возможных подходов показан в табл. 5.1. Он предназначен для предварительной оценки требуемого по годам рассматриваемого периода развития сопряженных с ТЭК отраслей и производств. Выявленные на этой стадии исследований возможные проблемы и узкие места должны уточняться на стадии анализа реализуемости конкретных проектов и отраслевых программ с учетом региональных особенностей.

5.3. Результаты экспериментальных расчетов

С помощью описанного методического инструментария оценивалось влияние на масштабы и сроки требуемого дополнительного развития разных отраслей экономики, увеличения производства продукции электроэнергетики по сравнению с базовым вариантом. В качестве базового принят оптимистический сценарий развития экономики и энергетики России со среднегодовыми темпами прироста ВВП 6–7 %. В этом сценарии предполагается, что производство электроэнергии к 2030 году достигнет около 2 трлн кВтч. Вариантно рассматривался рост этого производства еще на 6 (вариант 1) и 12 % (вариант 2) в конце периода.

Чем выше темпы развития электроэнергии, тем большее количество производств вовлекается в обеспечение этого развития и тем значительнее роль дальних уровней сопряжения (табл. 5.2). При этом развитие производства в со-

пряженных отраслях требует дополнительного потребления электроэнергии сверхзаданного ее прироста в конце рассматриваемого периода.

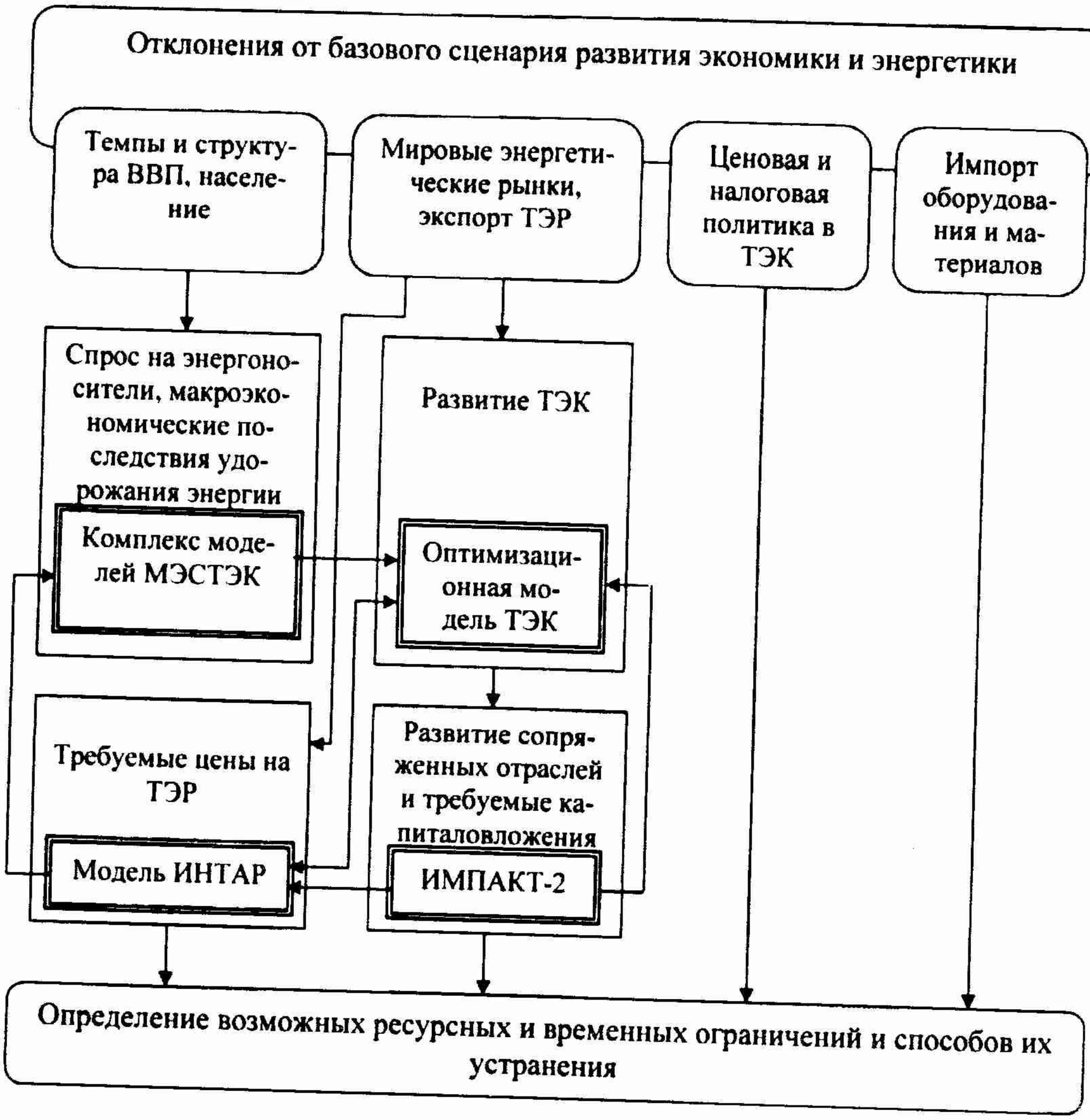
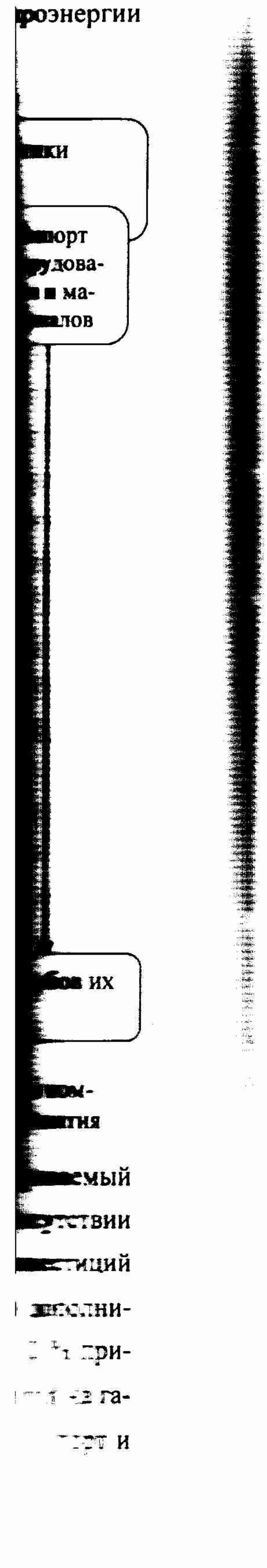


Рис. 5.3. Включение модели ИМПАКТ-2 в систему моделей для комплексной оценки долгосрочных последствий изменений в условиях развития

Согласно расчетам, дополнительные суммарные за весь рассматриваемый период капиталовложения в развитие сопряженных отраслей при отсутствии импорта оборудования и материалов превосходят прирост прямых инвестиций в электроэнергетику: коэффициент опережения составляет 1,1 при дополнительном приросте продукции электроэнергетики на 6 % и 1,35 при 12 % приросте. В структуре сопряженных капиталовложений 32–34 % приходится на газовую промышленность и другие топливные отрасли, 15–17 % на транспорт и

роэнергии



связь, 16–18 % на строительство, 7–8 % на машиностроение, 9–10 % на металлургию, 2–6 % на химическую промышленность.

Таблица 5.1

Последовательность решаемых задач при оценке возможных проблем своевременной реализации вариантов развития отраслей ТЭК

№ п/п	Задача	Способ решения
1.	Дезагрегирование по отраслям заданного сценария макроэкономического развития экономики России	Динамическая 25-отраслевая макроэкономическая модель МИДЛ
2.	Оценка спроса на энергоносители	Модели энергопотребления
3.	Варианты развития ТЭК	Оптимизационные модели ТЭК страны
4.	Динамика потребностей отраслей ТЭК в капиталовложениях, оборудовании, трудовых ресурсах	Обобщение имеющихся программ развития топливно-энергетических баз, расчеты модели ИМПАКТ-2
5.	Динамика требуемого развития сопряженных с ТЭК отраслей и производств при разных вариантах импорта оборудования и материалов	ИМПАКТ-2
6.	Анализ возможных ограничений на реализацию рассматриваемого варианта развития отраслей ТЭК и оценка способов их устранения	Обобщение многовариантных расчетов с использованием системы моделей

Заметное снижение инерционности дает импорт требуемого оборудования, который позволяет устранить дальние уровни сопряжения. Важно, что значительная часть сопряженных капиталовложений, требуемого увеличения потребности в промышленной продукции и услугах приходится на годы, предшествующие повышению производства электроэнергии.

Из табл. 5.3 видно, что с увеличением этого прироста (вариант 2) не только растет потребность в продукции отраслей, обеспечивающих прямо или косвенно нужды электроэнергетики, но и увеличивается заблаговременность этой потребности. Согласно расчетам, заметное увеличение потребностей в промышленной продукции, строительно-монтажных работах, услугах транспорта и непроизводственной сферы проявляется на 5–10 лет раньше требуемого 6 %-го прироста производства электроэнергии и на 10–15 лет и более раньше, если этот прирост увеличивается до 12 %.

Таблица 5.2

Требуемые сопряженные капиталовложения при дополнительном увеличении производства электроэнергии, % от прямых капиталовложений

Отрасль	Прирост производства электроэнергии, %	
	6	12
Газовая	17,5	22
Нефтяная и нефтеперерабатывающая	9	11
Угольная	11	12
Машиностроение	8	9,5
Строительство	19	22
Металлургия	11	13
Химия	2	8
Строительные материалы	2,5	3,2
Транспорт и связь	19	22
Прочие отрасли и сфера услуг	13	15

Проведенные расчеты подтверждают нелинейную зависимость роста инерционности с увеличением темпов развития рассматриваемой отрасли.

Иллюстрацией этому могут служить данные табл. 5.4, отражающие результаты расчетов варианта максимального (на 12 %) прироста производства электроэнергии при условии, что 50 % дополнительной по сравнению с базовым вариантом потребности в продукции машиностроения будут обеспечиваться в период 2020–2030 гг. за счет импорта.

Согласно расчетам, дополнительная потребность в продукции всех сопряженных отраслей уменьшится на 23 %. При этом особенно значительно снижается требуемое производство черных и цветных металлов (на 36 %) и химической продукции (на 55 %). Заметно уменьшается грузооборот транспорта (без газопроводов) и спрос на нефтепродукты. Сопряженные капиталовложения снижаются на 18 %, а требуемое валовое производство продукции машиностроения за весь период из-за уменьшения потребностей в сопряженных капиталовложениях снижается больше, чем дополнительный импорт энергетического оборудования. При этом уменьшится заблаговременность в начале капиталовложений: в машиностроение и строительство примерно на 15 лет, в металлургию – на 5–10 лет, в других сопряженных отраслях – до 5–8 лет.

Таблица 5.3

Распределение во времени дополнительной потребности в продукции отдельных отраслей для обеспечения увеличения производства электроэнергии, % от базового варианта *

Отрасли	2010 г.		2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2
Машиностроение		0,2	0,1	0,3	0,3	0,65	0,15	1,3	0,1	0,25
Строительство	0,05	0,2	0,1	0,3	0,3	0,7	0,4	1,1	0,1	0,25
Нефтяная и нефтеперерабатывающая	–	–	–	0,1	0,2	0,25	0,2	0,5	0,3	0,65
Газовая	–	0,05	–	0,1	0,1	0,25	0,2	0,5	1,4	3,3
Угольная	–	0,1	–	0,13	0,2	0,34	0,3	0,6	1,2	2,3
Металлургия	–	0,15	0,15	0,35	0,4	0,9	0,7	1,7	0,2	0,55
Химия	–	0,15	0,1	0,2	0,2	0,5	0,4	0,9	0,1	0,4
Стройматериалы	0,05	0,13	0,1	0,3	0,3	0,7	0,4	1,0	0,1	0,3
Прочие отрасли промышленности	–	–	–	0,2	0,2	0,6	0,3	1,1	0,3	0,9
Транспорт и связь	–	–	–	0,02	0,03	0,07	0,04	0,1	0,11	0,25
Торговля и услуги	–	–	0,03	0,1	0,09	0,2	0,16	0,4	0,25	0,6

* Прирост производства электроэнергии в последней пятилетке рассматриваемого периода по сравнению с базовым сценарием. Импорт оборудования не учитывается.

Таблица 5.4

Влияние импорта 50 %-го оборудования на потребности в валовой продукции и в сопряженных капиталовложениях в варианте 12 %-го прироста электроэнергии

Отрасль	Снижение, %	
	валовой продукции	капиталовложений
Машиностроение	55	60
Строительство	10	5
Нефтяная и нефтеперерабатывающая	15	27
Газовая	8	10
Угольная	9	2
Металлургия	36	46
Химическая	55	50
Строительные материалы	15	2
Транспорт и связь	14	16
Прочие отрасли	30	13
Всего...	**23**	**18**

ца 5.4

родук-
лектро-

жений

ГЛАВА 6. МОДЕЛИ ИСЭМ СО РАН ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ ТЭК И ОПЫТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

6.1. Макроэкономическая модель МИДЛ

Модель МИДЛ (Макроэкономическая Имитационная Динамическая с распределенными Лагами) предназначена для приближенной оценки (в увязке с другими моделями) возможного влияния изменений в ТЭК страны на развитие экономики, а также для определения сравнительной макроэкономической эффективности вариантов развития энергетики. Важной функцией МИДЛ в системе моделей является также разагрегирование (детализация по отраслям) задаваемой извне информации о сценариях развития экономики для прогнозной оценки потребностей в энергоносителях.

Первая версия модели была разработана в 1983 году [100]. С тех пор она постоянно модернизируется.

ТЭК в МИДЛ представлен электроэнергетикой (отдельно производство электроэнергии и централизованного тепла), газовой отраслью (включая магистральные газопроводы), добычей угля и нефти, нефтепереработкой. Рассматриваемые отрасли экономики включают: машиностроение (с выделением инвестиционного и потребительского), черную и цветную металлургию, химическую промышленность, лесопромышленный комплекс, промышленность стройматериалов, легкую и пищевую промышленность, прочие отрасли промышленности, строительство, транспорт, связь, торговлю, услуги, прочие отрасли.

МИДЛ построена на принципах межотраслевого баланса. Она описывает производственные взаимосвязи между указанными отраслями, между производственной и непроизводственной сферами экономики по потреблению товаров и услуг, инвестиционные и экспортно-импортные связи.

Модель динамическая, рассматриваемый период – до 30 лет. Кроме того, добавляются еще 10 лет для учета требуемых задельных инвестиций в конце периода. Временной горизонт разбивается на несколько интервалов. Как правило, это пятилетки, хотя можно рассматривать и неравные интервалы, например,

сначала один год, затем пять и, наконец, десять лет, сообразуясь с представлениями о точности исходной информации.

В модели максимизируется конечное потребление товаров и услуг за рассматриваемый период с учетом задаваемых условий и ограничений

$$\max \sum_t \sum_i Y_i(t)\, \delta_i(t), \tag{6.1}$$

где $Y_i(t)$ – конечное потребление продукции i на непроизводственные нужды в году t; $\delta_i(t)$ – дисконтирующий сомножитель.

Предусматривается возможность использования и других целевых функций (например, максимума ВВП).

Основными уравнениями модели являются выраженные в стоимостной форме балансы производства и потребления продукции рассматриваемых отраслей:

$$X_i(t) = \sum_j a_{ij}(t)\, X_j(t) + U_i(t) + Y_i(t) + \text{ЭК}_i(t) - \text{ИМ}_i(t) + \overline{\Delta З_i}(t), \tag{6.2}$$

где $X_i(t)$ – производство валовой продукции в отрасли i; $\text{ЭК}_i(t)$ и $\text{ИМ}_i(t)$ – экспорт и импорт i-й продукции; $\overline{\Delta З_i}(t)$ – изменение запасов или задаваемая дополнительная потребность в продукции i-й отрасли; $a_{ij}(t)$ – меняющиеся во времени коэффициенты затрат продукции i на производство продукции j; $U_i(t)$ – затраты продукции фондообразующих отраслей на ввод новых производственных мощностей.

$$U_i(t) = \sum_j c_{ij}(\tau) \sum_{\tau > t} Z_j(\tau)\, \lambda_j(\tau - t) + \overline{U_i}(t), \tag{6.3}$$

где $c_{ij}(\tau)$ – удельные материальные затраты на сооружение производственных мощностей, вводимых в году τ; $Z_j(\tau)$ – новые или реконструируемые производственные мощности, вводимые в год τ; $\lambda_j(\tau)$ – распределение инвестиционных ресурсов по годам строительства; $\overline{U_i}(t)$ – задаваемые затраты продукции фондообразующих отраслей на жилищное строительство.

$$Z_i(t) = X_i(t+1) - [1 - \beta_i(t)]\, X_i(t), \tag{6.4}$$

где $\beta_i(t)$ – выбытие мощностей в отрасли i в году t.

С уравнением (6.3) связано уравнение ограничений на инвестиционные ресурсы в отдельных отраслях или в производственной сфере в целом:

$$K(t) = \sum_i U_i(t) \le K(t-1)\, \overline{I_k}(t), \tag{6.5}$$

где $K(t)$ – сумма инвестиций в основной капитал; $\overline{I_k}(t)$ – задаваемый индекс максимального роста инвестиций.

Учитывается также ограничение на трудовые ресурсы:

$$L(t) = \sum_i l_i(t) X_i(t) \le \overline{L}(t), \qquad (6.6)$$

где $l_i(t)$ – трудоемкость продукции i в году t; $\overline{L}(t)$ – задаваемая (в целом по производственной сфере или по отдельным отраслям) максимально возможная численность работающих.

Ожидаемые изменения (тенденции) в структуре конечного потребления товаров и услуг учитываются путем задаваемых двухсторонних ограничений на рост потребления

$$Y_i(\mathrm{t}-1)\,\underline{IY_i}(t) \le Y_i(\mathrm{t}) \le Y_i(\mathrm{t}-1)\,\overline{IY_i}(t), \qquad (6.7)$$

где $\overline{IY_i}(t)$ и $\underline{IY_i}(t)$ – минимальный и максимальный индексы роста потребления.

Такие же двухсторонние ограничения задаются на поведение траекторий $X_i(t)$. Эти ограничения, отражающие действующие и прогнозируемые тенденции, в какой-то мере сглаживают «переключательный» эффект, присущий линейным моделям.

На объемы производства продукции накладываются дополнительные ограничения, которые учитывают, что имеющиеся в году t производственные мощности не могут быть загружены на 100 % из-за ремонта, модернизации и других факторов:

$$X_i(t) \le (X_i(t-1) + Z_i(t))\,\rho_i(t), \qquad (6.8)$$

где $\rho_i(t)$ – коэффициент загрузки производственных мощностей.

Экспорт товаров и услуг ограничивается в модели снизу, а импорт сверху:

$$\mathrm{ЭК}_i(t) \ge \underline{\mathrm{ЭК}_i}(t), \qquad (6.9)$$

$$\mathrm{ИМ}_i(t) \le \overline{ИМ_i}(t). \qquad (6.10)$$

При этом может ставиться условие баланса экспорта и импорта. Например, импорт продукции отрасли i в году t не должен превосходить ее экспорт на величину $\gamma_i(t)$:

$$\mathrm{ИМ}_i(t) \le \gamma_i(t)\,\mathrm{ЭК}_i(t).$$

Следует подчеркнуть, что все расчеты ведутся в неизменных ценах базового года t_0, для которого объемы производства и потребления продукции, инвестиций в основной капитал, экспорта, импорта и ВВП задаются по фактическим данным.

Естественная для динамических моделей проблема учета эффекта последействия решается принятием гипотезы, что за пределами расчетного периода тенденция изменения темпов прироста производственных мощностей сохраняется. Соответственно добавляются линейные уравнения, позволяющие методом наименьших квадратов определить параметры тренда.

Большая размерность модели (более 5 тыс. переменных и уравнений) заставила разработать целый комплекс программных средств для хранения данных, исправления ошибок, отладки модели, анализа и интерпретации результатов.

6.2. Модельный комплекс МЭСТЭК

Эта система моделей (рис. 6.1) описывает в агрегированном виде ценовые и финансовые связи ТЭК с макроэкономикой и предназначена для ориентировочной оценки возможного влияния на его развитие государственной ценовой и налоговой политики.

Важно отметить, что искомым конечным результатом расчетов МЭСТЭК являются не абсолютные значения макроэкономических показателей, а их изменения по сравнению с заданным базовым вариантом экономики при изменениях в ТЭК под воздействием государственного регулирования или других внешних воздействий. Такой подход позволяет существенно упростить используемые модели, исключив из рассмотрения те параметры и связи, которые слабо реагируют на изменение стоимости энергоносителей.

Входящая в МЭСТЭК макроэкономическая модель МИДЛ нечувствительна к изменению цен. Кроме того, ограничения на структуру и максимальные темпы роста конечного потребления товаров и услуг, а также на инвестиционные ресурсы задаются, а не увязываются с денежными доходами и с прибылью отраслей производственной сферы.

Эти недостатки в известной степени преодолеваются путем увязки МИДЛ с моделями ИНФЛЯЦИЯ и ОГРАН. Первая определяет возможное изменение цен в отраслях народного хозяйства при изменении стоимости энергоносителей, а вторая – соответствующие изменения жизненного уровня населения, доходов и расходов консолидированного бюджета, ресурсов для инвестиций.



Рис. 6.1. Система моделей для приближенной оценки макроэкономических последствий ценовой политики в ТЭК.

Модель ИНФЛЯЦИЯ, как и другие известные подобные модели [101, 102], основана на принципах межотраслевого баланса, но в отличие от них является оптимизационной и нелинейной. При ее расчетах используется итеративная процедура, на каждом шаге которой решается линейная оптимизационная задача. Основные искомые переменные в ней – индексы цен на производимую продукцию и услуги, а также индексы изменения прибыли. Определяются такие значения этих переменных, при которых в ответ на удорожание данного энергоносителя общий рост цен (дефлятор ВВП) был бы минимальным. При этом должны соблюдаться следующие условия: в отдельных отраслях цены не должны превышать заданной верхней границы, а прибыль – опускаться ниже определенного уровня; общая масса прибыли в народном хозяйстве должна

быть не меньше, чем она была до повышения цен на энергоносители (с поправкой на задаваемую величину); при удорожании потребительской корзины зарплата должна повышаться (с некоторым отставанием). Кроме того, учитывается зависимость (эластичность) спроса на энергоносители от их цены, а также возможность предоставления дотаций некоторым отраслям (через снижение налога на прибыль) за счет изъятия в бюджет части возможной сверхприбыли энергетических компаний:

$$\sum_i p_i X_i \to \min,$$

$$p_i = \sum_j p_{ju} \gamma_{ju} a_{ji} + \sum_j p_j (1 - \gamma_{ju}) a_{ji} + p_з \gamma_{iз} + q_i m_i,$$

$$1 \le p_i \le \overline{p_i},$$

$$I_y = \sum_i p_i \gamma_{iy},$$

$$I_p = \sum_i p_i X_i / \sum_i X_i,$$

$$\lambda = (p_з - 1) / (I_y - 1),$$

$$p_з \ge 1 + \lambda (I_y - 1),$$

$$q_i \ge \underline{q_i},$$

$$\sum_i q_i m_i X'_i \ge \alpha \sum_i m_i X_i,$$

$$X'_i = [1 - \varepsilon_i (p_i - 1)] X_i,$$

$$i,j = 1,n,$$

где искомые переменные: p_i – индексы изменения цен на производимую продукцию и услуги; q_i – индекс изменения прибыли в отрасли i; I_p – индекс общего роста цен; I_y – индекс роста стоимости жизни (стоимости потребительской корзины); $p_з$ – индекс роста зарплаты.

Задаваемые параметры и ограничения: $\underline{q_i}$ – ограничение на изменение прибыли в отрасли i; $\overline{p_i}$ – ограничение на рост цены в отрасли i; γ_{iy} – доля продукции i в потребительской корзине; X_i – объемы производства продукции в отрасли i; X'_i – объемы производства продукции в отрасли i при значительном удорожании продукции; ε_i – коэффициент эластичности спроса от цены; γ_{ju} –

доля импорта в потреблении j-й продукции при производстве i-й; a_{ji} – затраты продукции j-й отрасли (в стоимостном выражении), необходимой для производства единицы продукции i-й отрасли; $\gamma_{iз}$ – доля зарплаты в стоимости продукции в отрасли i; m_i – доля прибыли в стоимости продукции i до повышения цен на энергоносители; λ – коэффициент отставания роста зарплаты от роста стоимости жизни; α – задаваемый коэффициент, определяющий минимально допустимую прибыль.

Для определения влияния на цены в отраслях народного хозяйства не повышения, а снижения стоимости энергоносителей используется модификация модели ИНФЛЯЦИЯ.

Имитационная модель ОГРАН представляет собой систему балансовых уравнений и служит для корректировки используемых в макроэкономической модели МИДЛ ограничений на доступные инвестиционные ресурсы и на максимальный спрос на продукцию, формирующую фонд непроизводственного потребления. Условно ее можно разделить на пять блоков, включающих следующие основные уравнения для каждого рассматриваемого года.

А. Изменение финансового состояния отраслей производственной сферы (по сравнению с базовым вариантом)

Изменение прибыли – брутто:

$$\Delta M_i = m_i X_i^{б} - q_i m_i X_i = m_i (X^{б} - q_i X_i) / I_p,$$

$$\text{где } m_i = 1 - \sum_j a_{ji} - з_i l_i,$$

где a_{ji} – материальные затраты (включая часть амортизации, идущей на капитальный ремонт) на единицу продукции i; $з_i$ – средняя зарплата (с начислениями); l_i – трудоемкость единицы продукции; $X_i^{б}$, X_i – валовая продукция в базовом и новом вариантах; I_p – индекс инфляции; q_i – индекс изменения прибыли (определяется из модели ИНФЛЯЦИЯ).

Изменение ресурсов для инвестиций в отрасли i:

$$\Delta K_i = \gamma_i^{ин} \Delta M_i,$$

где $\gamma_i^{ин}$ – доля прибыли, идущая на инвестиции.

Изменение инвестиционных ресурсов в производственной сфере

$$\Delta K_{пр} = \sum \Delta K_i.$$

Б. Изменения доходов и расходов населения

Изменения в зарплате занятых в производственной сфере:

$$\Delta Д_{зп} = \sum_i з_i (l_i^{б} X_i^{б} - p_з l_i X_i) / I_p =$$

$$= \sum_i з_i (L^{б} - p_з L_i) / I_p,$$

где $p_з$ – индекс роста зарплаты из-за инфляции (определяется в модели ИНФЛЯЦИЯ или принимается в долях от общего роста индекса цен – I_p); $L_i^{б}$, L_i – количество работающих в отрасли i в базовом и рассматриваемом варианте (определяется из МИДЛ).

Изменения пособий безработным:

$$\Delta П = u (L^{б} - p_з L_i) / I_p,$$

где u – среднее пособие на одного работающего.

Изменение прочих выплат населению из бюджета и пенсионных фондов

$$\Delta Д_б = \gamma_н \Delta Д_\Sigma,$$

где $\gamma_н$ – доля в расходах бюджета выплат населению; $\Delta Д_\Sigma$ – изменения в доходах консолидированного бюджета.

Изменением доходов населения, занятого в непроизводственной сфере, можно пренебречь. Тогда суммарное изменение доходов равно:

$$\Delta Д_\Sigma = \Delta Д_{зп} + \Delta П + \Delta Д_б.$$

Изменения в общей величине расходов населения приближенно соответствуют изменениям в доходах[6]. Однако при этом структура расходов зависит от увеличения или уменьшения доходов, а также от изменения цен на отдельные товары и услуги и других факторов.

Изменение накоплений населения:

$$\Delta K_{нас} = \gamma_к \Delta Д_\Sigma,$$

где $\gamma_к$ – доля накопления в расходах населения ($\gamma_к = 0{,}05–0{,}12$).

Изменение расходов населения на товары и услуги:

$$\Delta Y_\Sigma = (1 - \gamma_к - \gamma_{пр}) \Delta Д_\Sigma,$$

где $\gamma_{пр}$ – доля «прочих» расходов, например, на отдых за рубежом ($\gamma_{пр} = 0–0.1$).

В. Изменения в доходах и расходах консолидированного бюджета страны

Изменения поступлений от налога на прибыль в производственной сфере

$$\Delta Д_п = \Delta M \sigma_п / 100,$$

---

[6] Если доходы определены с учетом инфляции, то, по-видимому, можно не учитывать дополнительно изменение стоимости жизни.

где $\sigma_п$ – ставка налога на прибыль, %.

Изменение доходов бюджета от начислений и налогов на заработную плату

$$\Delta Д_з = \Delta Д_{зп}\, \sigma_з / 100,$$

где $\sigma_з$ – отчисления в бюджет от зарплаты, %.

Изменение доходов от внешней торговли

$$\Delta Д_{вт} = \sum_i \Delta Э_i\, \sigma_{эi} / 100 + \sum_i \Delta U_i\, \sigma_{ui} / 100,$$

где $\sigma_э, \sigma_u$ – тарифы и пошлины на экспорт и импорт, %; $\Delta Э_i$, ΔU_i – изменения в экспорте и импорте. Если энергетические стратегии различаются объемами добычи отдельных видов топлива, то изменяются доходы бюджета от взимания ренты и акцизов:

$$\Delta Д_р = \sum_e \Delta X_e\, \sigma_р / 100,$$

где $\sigma_р$ – рента на топливо вида e, %.

Суммарное изменение доходов бюджета

$$\Delta Д_\Sigma = \Delta Д_п + \Delta Д_з + \Delta Д_{вт} + \Delta Д_р.$$

В первом приближении можно принять, что изменение в расходах бюджета соответствует изменению доходов. При этом государственные инвестиции изменяются на

$$\Delta K_г = \gamma_и\, \Delta Д_\Sigma,$$

дотации и выплаты населению на

$$\Delta Д_б = \gamma_н\, \Delta Д_\Sigma,$$

государственные затраты на здравоохранение, науку, образование, культуру, управление и другие нужды (кроме обороны)

$$\Delta Д_г = \gamma_г \Delta Д_\Sigma,$$

где $\gamma_и$, $\gamma_н$, $\gamma_г$ – соответственно доля в расходах бюджета инвестиций, дотаций и прочих расходов.

Г. Изменения в инвестиционных ресурсах

Суммарные изменения денежных средств для инвестиций, определяемые накоплениями в отраслях производственной сферы, населения и бюджета:

$$\Delta K_\Sigma = \Delta K_{пр} + \Delta K_{нас} + \Delta K_г$$

Д. Изменения конечной продукции (фонда потребления)

Изменения в используемых в модели МИДЛ ограничениях на максимальный спрос товаров и услуг

$$\Delta Y_{\Sigma} = \Delta Y_{\Sigma} + \Delta Д_{б} + \Delta Д_{г}.$$

Скорректированные ограничения на максимальный конечный спрос

$$\Delta \bar{Y}_{\Sigma}{}' = \Delta \bar{Y}_{\Sigma}{}^{б} + \Delta Y_{\Sigma}.$$

Структуру скорректированного конечного спроса можно принять в первом приближении такой же, как в базовом варианте

$$\bar{Y}_i{}' = \gamma_i \ \bar{Y}_{\Sigma}',$$

где γ_i – доля продукции *i*-й отрасли в конечном спросе.

Полученные в модели ОГРАН значения ΔK_{Σ} и ΔY передаются в макроэкономическую модель МИДЛ. При этом отраслевая структура ΔY принимается такой же, как структура всего конечного спроса в базовом варианте (при небольшой величине ΔY), или корректируется с учетом эластичности спроса от доходов (при значительных изменениях величины фонда потребления). Затем начинается новая итерация расчетов всех моделей.

Для оценки корректирующего (через обратные связи) влияния ценовой политики в ТЭК на его развитие в МЭСТЭК включены также модели энергопотребления (ЭНЕРДЕМ) и производственной структуры ТЭК (МАКРОТЭК).

В первой из них методом прямого счета определяются потребности непроизводственной сферы и 25 отраслей народного хозяйства в электроэнергии, централизованном тепле, котельно-печном и моторном топливе, а также в топливе, используемом для сырьевых и нетопливных нужд. Информация о взаимосогласованных объемах валовой продукции всех отраслей поступает из макроэкономической модели, а динамика изменения коэффициентов их энергоемкости определяется вне модели отдельно для существующих и новых производственных мощностей с учетом зависимости их ввода от темпов роста производства.

В модели МАКРОТЭК, представляющей собой систему балансовых уравнений, определяются объемы производства разных видов топлива и структура генерирующих мощностей для обеспечения внутреннего спроса на энергоносители и экспорта. При этом используются выявленные тенденции или обобщенные результаты расчетов оптимизационной модели ТЭК.

Расчеты МАКРОТЭК и модели энергопотребления позволяют оценить собственные нужды ТЭК и уточнить представление топливной промышленности и электроэнергетики в макроэкономической модели.

Следует отметить, что во всех экономических моделях системы МЭСТЭК важную роль играют матрицы коэффициентов межотраслевых связей (матрицы A).

Для успешных расчетов системы необходимо: а) использовать одинаковые значения коэффициентов a_{ij} во всех моделях для каждого рассматриваемого года, б) принять во внимание изменение коэффициентов межотраслевых связей во времени, в) учитывать их различие для существующих и новых производственных мощностей.

Последовательность расчетов обусловлена решаемой задачей. Однако во всех случаях расчетам предшествует настройка всех моделей на базовый сценарий развития народного хозяйства. Он характеризуется, прежде всего, темпами экономического роста и уровнем жизни.

Настройка макроэкономической модели осуществляется главным образом путем изменения задаваемой динамики коэффициентов материало- и трудоемкости, норм выбытия производственных мощностей, а также некоторых ограничений.

6.3. Оценка влияния удорожания энергоносителей на экономику и социальную сферу

Актуальность такого рода оценок обусловлена переходом к рыночным принципам формирования цен на топливо и энергию, сопровождаемым значительным их ростом, усилением и усложнением макроэкономических связей ТЭК (рис. 6.2).

При оценке возможных макроэкономических последствий от изменения цен на энергоносители в масштабах всей страны используется следующая схема расчетов.

1. На модели ИНФЛЯЦИЯ определяется возможное ответное изменение цен в отраслях производственной сферы. При этом объемы производства и коэффициенты материалоемкости на этом (первом) этапе расчетов принимаются как в базовом варианте.



Рис. 6.2. Упрощенная схема влияния изменения стоимости энергоносителей на динамику макропоказателей.

2. С помощью модели ОГРАН устанавливается возможное влияние изменения цен на доходы отраслей, населения и бюджета и соответственно на изменения предельных уровней конечного потребления товаров и услуг и на имеющиеся ресурсы для капиталовложений.

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

4. Сопоставляются полученные результаты расчетов макроэкономической модели МИДЛ с предыдущими. При их существенном различии корректируются (с учетом изменения соотношения существующих и новых производствен-

ных мощностей) коэффициенты материалоемкости (матрицы А), а также коэффициенты трудо- и энергоемкости.

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

Выполненные по этой схеме расчеты для условий 2005–2010 гг. показывают заметную ценовую взаимозависимость внутри ТЭК (табл. 6.1) и весьма высокую чувствительность к удорожанию энергоносителей многих отраслей производственной сферы (табл. 6.2).

Таблица 6.1

Возможная ценовая реакция (эластичность) внутри ТЭК на удорожание на 1 % отдельных энергоносителей, % / %

Энергоносители	Удорожание			
	электроэнергии	газа	угля	нефтепродуктов
Электроэнергия	1	0,045	0,11	0,085
Газ	0,17	1	0,02	0,025
Уголь	0,07	0	1	0,006
Нефтепродукты	0,03	0,003	0,07	1

Таблица 6.2

Ориентировочная оценка возможного роста цен в отраслях промышленности при удвоении стоимости отдельных энергоносителей, %*

Отрасль	Электроэнергия	Газ	Уголь
Машиностроение	8-10	5-7	2-3
Черная металлургия	10-11	7-8	8-9
Цветная металлургия	12-14	4-5	1-3
Химическая промышленность	13-15	7-8	2-3
Стройматериалы	10-12	7-8	3-4
Легкая промышленность	10-12	5-6	2,5-3,5
Пищевая промышленность	6-7	2-3	1-2
Общий рост цен (дефлятор ВВП)	9,5-11	6-7	1,7-3

* Расчеты для межотраслевых связей 2005 г.

Наибольшее негативное влияние на потребителей оказывает удорожание электроэнергии. Из расчетов следует, что удвоение тарифов может вызвать рост цен в промышленности до 10–15 %, на транспорте в среднем до 7–9 %, в торговле и сфере услуг до 5–7 %. При этом общий уровень цен в народном хозяйстве может превысить 9–10 %, а стоимость жизни (по потребительской корзине товаров и услуг) – 8–9 %.

Следствием этого явится снижение реальных доходов предприятий, населения и консолидированного федерального бюджета, а также уменьшение ресурсов для инвестиций и снижение конечного спроса на товары и услуги. Под влиянием всех этих изменений замедлится развитие отраслей производственной сферы и рост ВВП (табл. 6.3).

Таблица 6.3

Снижение макроэкономических показателей при удорожании электроэнергии, % от базового варианта*

Показатель	Удорожание	
	в 1,5 раза	в 2 раза
Конечный спрос на товары и услуги	6	13
Ресурсы для инвестиций	3	6,2
Валовая продукция производственной сферы	2,5	7
ВВП	4,5	9,8

* Расчеты для условий 2005 г.

Из расчетов на модельном комплексе МЭСТЭК следует, что повышение тарифов на электроэнергию в 2 раза в условиях 2005 года могло бы привести к снижению фонда потребления примерно на 13 %, а инвестиционных ресурсов на 6 %. При прочих равных условиях (в том числе неизменной налоговой и внешнеторговой политики) ВВП по сравнению с базовым вариантом может снизиться примерно на 10 %.

Очевидно, что приведенные количественные оценки народнохозяйственных последствий повышения цен и тарифов в ТЭК, подтверждая работоспособность используемой системы моделей, являются ориентировочными. Для практических расчетов требуется учет региональных особенностей экономики и энергетики и соответствующая адаптация моделей.

6.4. Оценка социально-экономических последствий изменения стоимости энергоносителей в регионе

Определение этих последствий (особенно косвенных и отдаленных) – очень сложная методическая задача, требующая учета конкретных условий и особенностей регионов.

Для оценки *прямого влияния*, соответствующего изменению только энергетической составляющей затрат, достаточно знать объем производимой продукции в отрасли или на предприятии, суммарную величину и энергетическую составляющую затрат с выделением электро-, теплоэнергии или топлива на производство продукции. Изменение цен на энергоносители приводит к легко вычисляемым изменениям издержек, цен и прибыли:

$$p_{ц} = p_{и} + q\,m,$$

$$p_{и} = p_{э}\,\gamma_{э} + p_{т}\,\gamma_{т} + p_{м}\,\gamma_{м} + p_{з}\,\gamma_{з} + p_{п}\,\gamma_{п},$$

где $p_{ц}$ – индекс изменения цены; m – доля прибыли в стоимости до изменения цен на энергоносители; q – индекс изменения прибыли; $p_{и}$ – индекс изменения издержек производства; $p_{э}$, $p_{т}$, $p_{м}$, $p_{з}$, $p_{п}$ – индексы изменения соответственно энергии, топлива, материалов, зарплаты, прочих затрат; $\gamma_{э}$, $\gamma_{т}$, $\gamma_{м}$, $\gamma_{з}$, $\gamma_{п}$, – доля в стоимости продукции энергии, топлива и других затрат.

Для оценки *косвенных последствий* для экономики региона изменения стоимости энергоносителей надо прежде всего определить возможное изменение цен на потребляемые материалы, оборудование, товары и услуги под воздействием удорожания энергоносителей, а также индексацию зарплаты и прибыли.

Повышение цен на энергоносители в производственной сфере может дать толчок цепной реакции повышения цен сначала в энергоемких производствах, а затем и в других отраслях. Сила этого воздействия может привести к нерентабельности предприятия и даже к его банкротству.

В непроизводственной сфере прямой ущерб для населения и государственных учреждений от повышения платы за энергию может быть усугублен ростом затрат на некоторые потребляемые товары (в том числе продовольственные) и услуги (в том числе на пассажирский транспорт).

В ИСЭМ СО РАН исследования возможных последствий для экономики и социальной сферы региона от изменения стоимости энергоносителей ведутся

с 1995 г. Разработка и усовершенствование соответствующей системы экономико-математических моделей (ЦЭН-ЭФ) сочетались с их практическим применением в Республике Саха (Якутия) [103], в Иркутской и Тюменской областях.

Структура ЦЕН-ЭФ, а также основные и итоговые показатели приведены на рисунке 6.3. Входящие в нее финансовые модели отраслей и энергетической компании представляют собой системы балансовых уравнений, формируемых на основе форм статистической отчетности («Затраты на производство и реализацию продукции (работ, услуг) предприятий (организаций)», «Отчет о финансовых результатах и их исполнении» и других).

Входящая в систему моделей ЦЕН-ЭФ модель ИНФЛЯЦИЯ (см. разд. 6.2) определяет минимальный рост цен в регионе при удорожании электроэнергии (или другого энергоносителя). Минимизация осуществляется с учетом задаваемых ограничений на снижение рентабельности и на рост цен в отдельных отраслях или на отдельных предприятиях. Предусматривается возможность использования части сверхприбыли, получаемой в электроэнергетике, для смягчения негативного эффекта от удорожания энергоносителей. На региональном уровне это может быть реализовано через дотации или льготные кредиты отдельным энергоемким предприятиям.

При изменении цен на энергоносители происходит изменение энергетической составляющей затрат во всех отраслях промышленности и, следовательно, изменение себестоимости продукции. Последняя меняется тем больше, чем выше доля энергии в структуре издержек. С учетом ожидаемой конъюнктуры рынков, на которых реализуется продукция рассматриваемых отраслей, определяется возможность увеличения цены на эту продукцию для сохранения массы прибыли, рентабельности или для предотвращения банкротства. При этом учитывается возможное снижение спроса на ставшую более дорогой продукцию, увеличение ее импорта и соответствующее уменьшение объемов производства и энергопотребления. Снижение энергопотребления происходит в меньшей степени, чем объемов производства продукции, что связано со значительной долей условно-постоянных общезаводских расходов энергии. Однако следует учитывать, что негативные последствия для экономики производственной сферы нелинейно (непропорционально) растут с ростом масштабов удорожания энергоносителей. Это объясняется тем, что потребители могут быстро адаптироваться (путем рационализации производства или повышения

цен на свою продукцию) только к умеренному росту цен на энергоносители. При этом «запас прочности» (доля энергетической составляющей в издержках, уровень рентабельности) разный у разных предприятий. Поэтому с удорожанием энергоносителей количество предприятий-банкротов изменяется скачкообразно, так же ведет себя и энергопотребление.

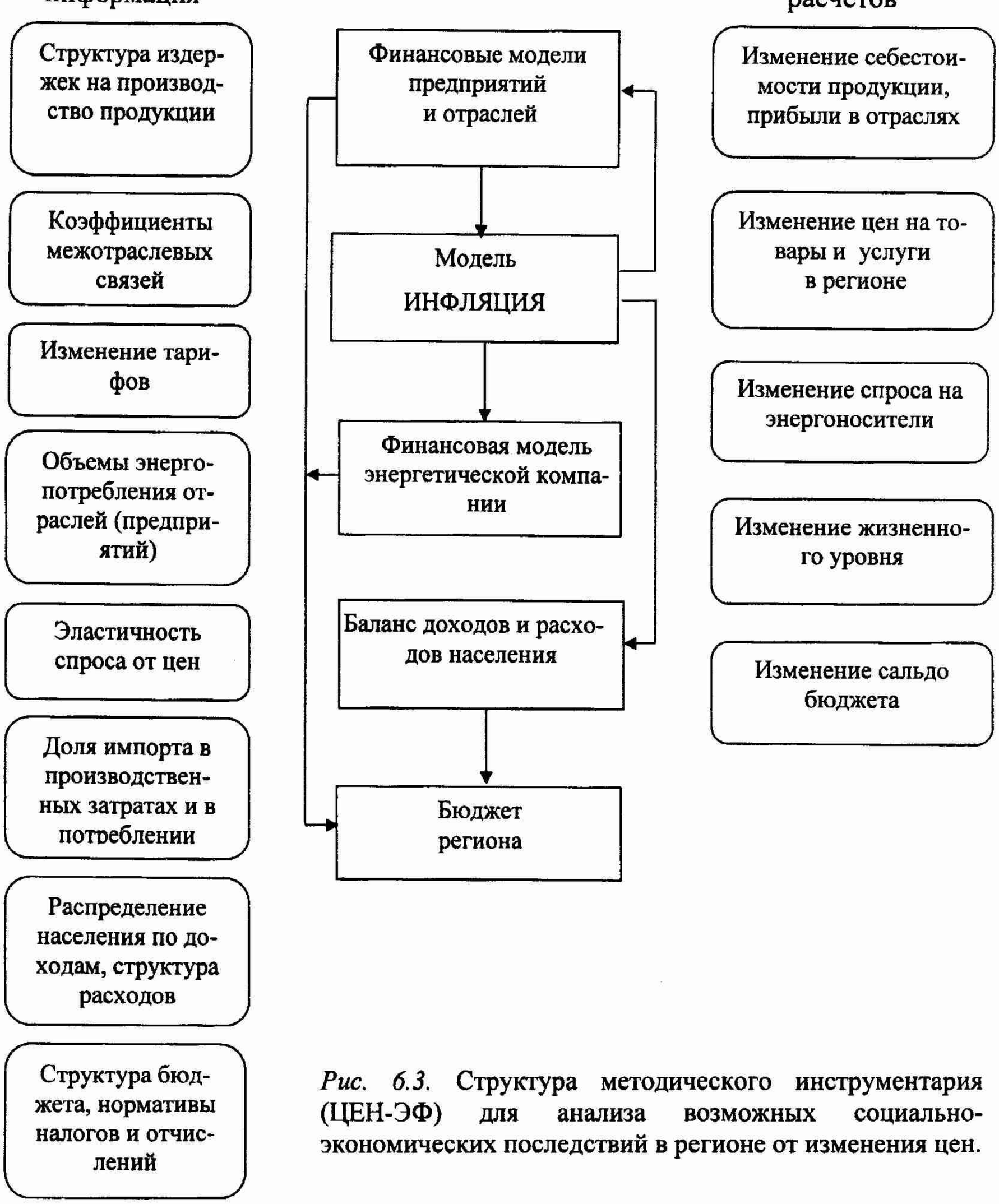


Рис. 6.3. Структура методического инструментария (ЦЕН-ЭФ) для анализа возможных социально-экономических последствий в регионе от изменения цен.

В доходах консолидированного бюджета наибольший удельный вес имеет налог на прибыль предприятий и организаций. При повышении тарифов растут налоговые отчисления от энергетических компаний, но снижаются налоги на прибыль и НДС многих предприятий производственной сферы. Это снижение может перекрыть дополнительные поступления в бюджет от энергетики. Негативный эффект для бюджета может существенно возрасти, если удорожание энергоносителей приведет к банкротству некоторых предприятий и соответственно к снижению поступлений от налога на имущество и налогов, начисляемых от фонда зарплаты.

Рост стоимости энергии вызывает увеличение расходов консолидированного бюджета на поддержку социальной сферы, на содержание бюджетных организаций, на дотации населению, сельскому хозяйству, городскому транспорту.

Степень влияния удорожания энергоносителей на экономику и социальную сферу определяется региональными особенностями (табл. 6.4), а также зависит от того, носит ли это удорожание локальный или общероссийский характер.

6.5. Макроэкономическая оценка ущербов от дефицита энергоносителей

Длительный (от одного года до нескольких лет) и крупномасштабный (от нескольких миллионов тонн условного топлива или десятков миллиардов киловатт в час) 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.

Ущербы 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

Таблица 6.4

Региональные различия в повышении себестоимости продукции отраслей производственной сферы при удорожании электроэнергии в 2 раза, %

Отрасль	Иркутская область	Тюменская область	Республика Саха (Якутия)	Россия
Электроэнергетика	102,0–102,5	103,0–106,1	102,0–104,1	103,0–110,0
Газовая промышленность	–	107,4–111,7	100,5–100,6	101,0–109,0
Угольная промышленность	102,6–103,0	–	107,4–109,6	101,0–110,0
Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность	103,6–104,0	107,8–113,8	–	102,0–109,0
Химическая и нефтехимическая промышленность	105,0–106,3	109,5–113,3	–	106,0–115,0
Цветная металлургия	136,9–138,5	–	108,5–109,1	106,0–113,0
Машиностроение и металлообработка	100,7–108,3	105,3–105,4	112,2–112,5	102,0–111,0
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	101,8–102,8	–	104,4–104,7	102,0–111,0
Промышленность стройматериалов	103,1–104,0	113,4–113,5	109,9–110,5	104,0–113,0
Пищевая промышленность	100,5–101,6	102,5–104,3	103,4–104,7	101,0–109,0
Сельское хозяйство	101,8–102,4	103,4–103,5	102,6–103,0	102,0–110,0
Транспорт	101.7–101.8	104.7–104.9	102.9–103.3	110.0–119.0

Примечание. Исходной информацией для расчетов служили формы статистической отчетности и межотраслевые балансы за 1995–1999 гг. Минимальные значения изменения себестоимости учитывают только ее энергетическую составляющую (прямой эффект), а максимальные – изменение и других статей затрат.

негативного влияния дефицита энергоносителей в большой степени зависят от того, как его влияние распространяется по отдельным отраслям и регионам.

Из сказанного следует, что известные оценки народнохозяйственных ущербов от дефицита топливно-энергетических ресурсов с помощью статистического межотраслевого баланса [104–106] весьма условны. Первые попытки использовать для такой оценки квазидинамическую межотраслевую модель были сделаны в 1983 г. М.А. Гершензоном [107]. По его расчетам, недостаточное развитие топливной промышленности (из-за недофинансирования) может привести к снижению национального дохода через 5 лет порядка 8 руб. на каждый рубль стоимости недопоставленного топлива. При этом не учитывались адаптационные возможности экономики и не рассматривалась проблема рационального распределения дефицита топлива между отраслями народного хозяйства.

Для оценки макроэкономических последствий недостаточного развития отраслей ТЭК может быть использована описанная выше динамическая многоотраслевая модель экономики.

Таблица 6.5

Возможное годовое снижение ВВП из-за 1 %-го дефицита мощности в отраслях ТЭК *

Дефицит	Единицы измерений	Электро-энергия	Газ	Уголь	Жидкое топливо
Годовой	%	0,15	0,15	0,2	0,3
	руб./руб.	3,8	3,5	11,2	3,4
Долгосрочный	%	0,45	0,5	0,47	0,65
	руб./руб.	11,4	11,5	26,4	7,3

* По сравнению с базовым вариантом для ожидаемых условий на уровне 2015 г.

Приведенные в табл. 6.5, 6.6 и на рис. 6.4 результаты оценки возможных ущербов от дефицита производственных мощностей в ТЭК получены при следующих условиях:

– оценка проводилась по отношению к варианту развития экономики страны со среднегодовыми темпами прироста ВВП в период 2006–2020 гг. 6,8 %;

– дефицит той или иной продукции ТЭК продолжается только одну пятилетку (2011–2015 гг.), достигая максимума в конце ее и полностью ликвидируется в следующей;

зависят от
онам.
ственных
статисти-
попытки
одель бы-
статочное
жет при-
каждый
адапта-
онально-
ства.
развития
много-

ца 6.5
сти

| лкое
ливо |
|---|
| 0,3 |
| 3,4 |
| 0,65 |
| 7,3 |

ожных
при сле-

ки стра-

пяти-
ирую-

Таблица 6.6

Возможное среднегодовое снижение производства продукции при долговременном 1 %-ом дефиците отдельных энергоносителей, %

Отрасль	Электро-энергия	Газ	Уголь	Жидкое топливо
Электроэнергетика	**1,0**	0,9	0,8	0,6
Газовая	0,7	**1,0**	0,6	0,6
Угольная	0,8	0,6	**1,0**	0,7
Нефтеперерабатывающая	0,4	0,5	0,4	**1,0**
Машиностроение	1,6	1,7	1,7	1,8
Черная металлургия	1,15	1,2	1,1	1,3
Цветная металлургия	0,8	0,8	0,7	0,9
Химическая	1,1	1,8	0,8	1,0
Легкая промышленность	0,1	0,1	0,1	0,15
Пищевая промышленность	0,1	0,1	0,1	0,1
Строительство	1,3	1,4	1,3	1,6
Транспорт	0,1	0,1	0,1	1,1
Сельское хозяйство	0,1	0,1	0,1	0,15
Торговля и сфера услуг	0,15	0,15	0,15	0,15
Валовая продукция, всего...	**0,5**	**0,5**	**0,47**	**0,65**

– дефицит не сказывается на внешней торговле топливом, электроэнергией и другими товарами;

– модель сама распределяет дефицит между отраслями производственной сферы так, чтобы снижение дисконтированной величины суммарного за весь рассматриваемый период непроизводственного потребления товаров и услуг (жизненного уровня) было минимальным.

Расчеты показывают (см. табл. 6.5), что народнохозяйственный ущерб даже от краткосрочного дефицита топлива или энергии (например, из-за задержки на один год ввода производственных мощностей в ТЭК) в разы превышает стоимость недопоставленного энергоносителя. При долгосрочном дефиците мощностей (например, из-за недостатка инвестиционных ресурсов) ущерб для экономики страны многократно возрастает. Даже при недопоставке в течение

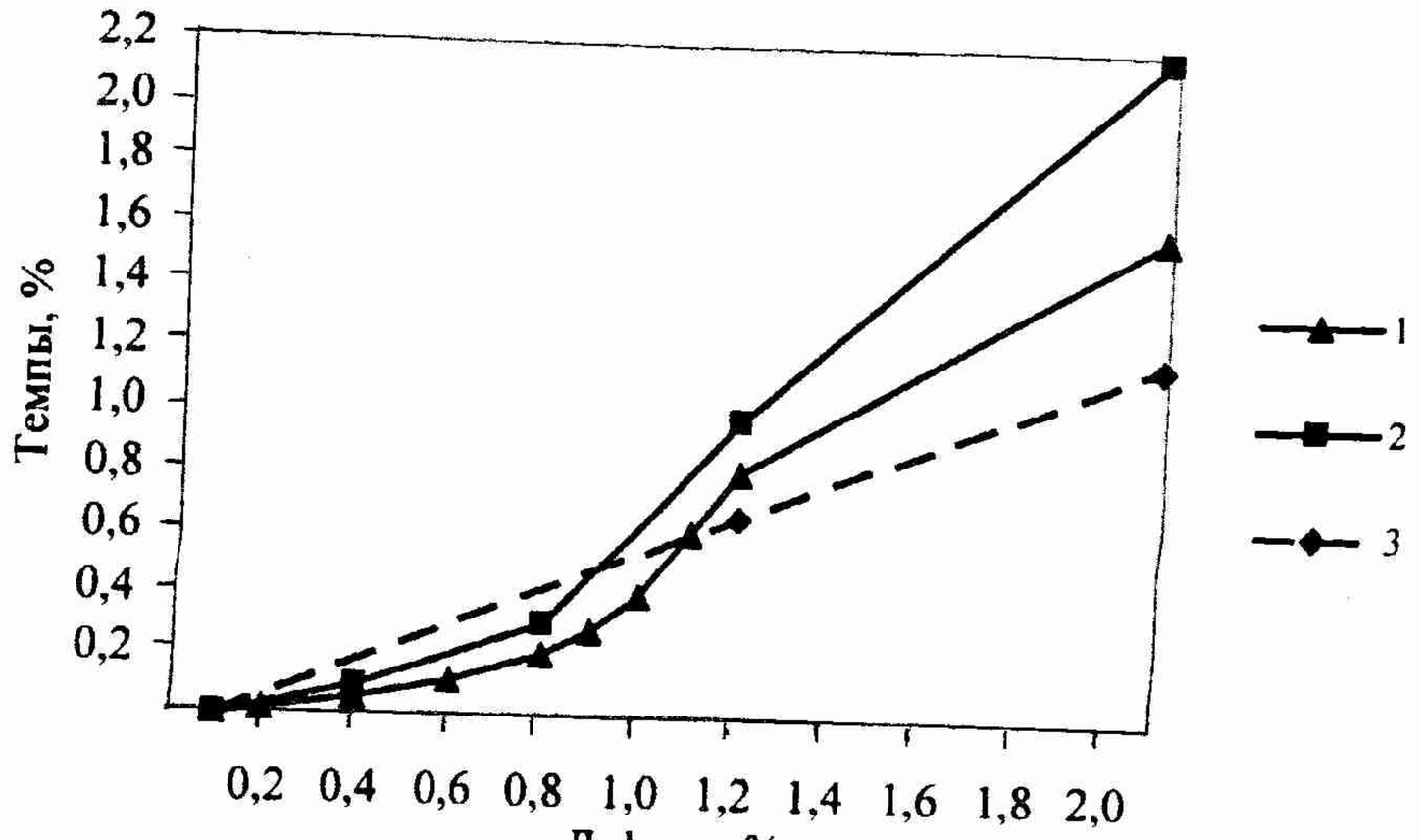


Рис. 6.4. Снижение макропоказателей при долговременном дефиците газа в производственной сфере (для среднероссийских условий 2010 г. без изменения экспорта и импорта).

1 – ВВП, *2* – валовая продукция, *3* – фонд потребления.

нескольких лет 1 % требуемого количества топлива или энергии среднегодовые потери ВВП могут составлять около 0,5 %, что эквивалентно 7–11 рублей на рубль стоимости недопоставленного угля, газа и электроэнергии и более 20 руб. стоимости недопоставленных нефтепродуктов.

Дефицит котельно-печного топлива снижает производство электроэнергии и, кроме того, непосредственно влияет на производство многих видов промышленной продукции. Через производственные связи это негативное влияние распространяется на транспорт и сферу услуг (см. табл. 6.6). Долгосрочный дефицит мощностей в ТЭК затрагивает фондообразующие отрасли (машиностроение и строительство), увеличивая продолжительность негативных последствий дефицита энергоносителей для экономики.

Согласно расчетам, если производство электроэнергии окажется на 1 % (примерно на 13 млрд кВтч) меньше требуемого в 2015 г. по базовому сценарию, то это мало отразится на машиностроении и строительстве (снижение производства в этих отраслях не более 0,1 %). Но если этот дефицит продолжится в течение 5 лет и более, инвестиции в производственную сферу и объемы производства оборудования и строительно-монтажных работ могут снизиться на 1,3–1,6 %.

Расчеты показывают, что народнохозяйственный ущерб от длительной нехватки того или иного энергоносителя нелинейно растет с увеличением дефицита (см. рис. 6.4).

На величину ущерба значительное влияние оказывает время появления дефицита. Чем позже грозит опасность недостатка топлива или энергии, тем больше возможностей у народного хозяйства адаптироваться к нему и снизить негативные последствия.

Следует подчеркнуть, что в расчетах не учитывали взаимозаменяемость энергоносителей и возможность ослабления ущербов от их дефицита путем снижения экспорта топлива или ограничения энергоснабжения непроизводственной сферы. Не учтены и компенсирующие возможности импорта.

Очевидно, что приведенные количественные оценки являются ориентировочными и предварительными. Методика оценки макроэкономических последствий недостаточного развития отраслей ТЭК требует дальнейшего усовершенствования, в частности, учета влияния дефицита энергоносителей на их цены и на финансовые взаимосвязи и механизмы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Глобальная тенденция усложнения и усиления взаимосвязей в развитии энергетики и экономики сделала необходимым постоянное совершенствование методов и экономико-математических моделей для исследования проблем долгосрочного развития ТЭК.

Совершенствование методов моделирования и учета взаимосвязей энергетики и экономики шло параллельно с развитием методологии системных исследований в энергетике. В становлении этой методологии СЭИ СО РАН был одним из мировых лидеров.

Процесс развития методического инструментария шел сначала путем усложнения моделей: более развернутого представления экономики в энергетических моделях и большей детализацией описания ТЭК в моделях экономики. Но уже в 60–70-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 настоящее время межстрановые различия в моделировании взаимосвязей энергетики и экономики заметно уменьшились, а методы учета особенностей рыночных механизмов стали более адекватными.

Важной новой тенденцией стал переход от комплекса моделей к построению сложных интерактивных модельно-компьютерных комплексов, которые включают обширные базы данных и рассчитаны на использование мощной вычислительной техники и новейших информационных технологий, облегчающих обработку и анализ огромных массивов информации. Работы, ведущиеся в этом направлении в России (в ИСЭМ СО РАН и ИНЭИ РАН) лежат в русле этой тенденции, а используемые при этом модели не уступают передовым зарубежным, учитывая российские особенности.

Анализ показывает, что из многих направлений дальнейшего развития методов долгосрочного прогнозирования ТЭК и определения рациональной энергетической политики особого внимания требуют способы оценки и учета ценовых и финансовых взаимосвязей энергетики и экономики. Речь идет не только о ценовой эластичности спроса на топливо и энергию, но и о закономерностях и особенностях формирования цен на региональных энергетических рынках, степени их зависимости от конъюнктуры на внешних рынках. Важной остается задача определения рациональной ценовой политики государства и энергетических компаний на основе оценки и учета негативных социально-экономических последствий от роста стоимости топлива и энергии и угрозы их дефицита при недостаточных ресурсах для инвестиций. Методы поиска компромисса интересов производителей и потребителей энергии, государства и частных энергетических компаний требуют дальнейшего развития.

В прогнозных исследованиях вероятной динамики цен на энергоносители надо учитывать тенденцию удорожания транспортных затрат, их нелинейный характер от объемов и расстояния перевозок. Это может сделать целесообразным совместную оптимизацию ТЭК и транспортного комплекса.

Моделирование межотраслевых связей ТЭК требуется дополнить учетом ценовых взаимодействий:

цены на топливо и энергию → цены на продукцию металлургии, химии, инвестиционного комплекса → капиталоемкость ТЭК → цены в ТЭК.

Существенного развития требуют методы прогнозной оценки экспортно-импортных связей ТЭК. Удовлетворительного и работоспособного методического инструментария для их оптимизации, учитывающего неопределенность конъюнктуры на мировых рынках и очень сложных взаимосвязей экспорта энергоресурсов и импорта оборудования с развитием ТЭК, еще нет.

Достижения российских ученых в исследовании инерционности и адаптивности систем энергетики должны получить логическое завершение в разработке методов оценки реализуемости вариантов ускоренного развития отраслей ТЭК с учетом их производственных, ценовых, экспортно-импортных взаимосвязей с другими отраслями народного хозяйства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Almon C.** The INFOPUM Approach to Interindustry Modeling // Economic Systems Research. – 1991. – N 3.

2. **West G.** Comparison of Input-Output, Input-Output + Econometric and Computable General Equilibrium Impact Models at the Regional Level // Economic Systems Research. – 1995. – N 2.

3. **Hudson E.A., Jorgenson D.W.** U.S. Energy Policy and Economic Growth / – Bell J. Economics. – 1974. – Vol. 5, N 2.

4. **Hogan W.W.** Project Independence Evalnation System: Structure and Algoritms // Proceedings of Symposia in Applied Mathematics. – Providence: American mathematical society, 1977. – Vol. 21.

5. **Carasso M.** The Energy Supply Planning Model. Final Report. – San Francisco: Bechtel Corporation, 1975.

6. **Bullard C.W., Piloty D.A.** Direct and Inderect Requirments for a Project Independence Scenario. CAC Document № 178: Urbana. – University of Illinois, Center for Advance Computation, 1975.

7. **Dantzig G.H., Parikh S.C.** On a PILOT Linear Programming Model for Assessing Physical Impact on the Economy of a Changing Energy Picture // Energy: Mathematics and Models. – SIAM, Philadelphia, Pa, 1976.

8. **Манн А.С.** ЭТА-МАКРО: Модель взаимодействия энергетики и экономики // Экономика и мат. методы. – 1978 – Т. 14, N 5.

9. **Cordoni R., Sondy B.** The Use of Input-Output Techniques in ar Energy Oriented Model. Zurich: Woming Papers, 1977.

10. **Economy-Energy-Environment** Models (Joule II Programme). European Comission Derectorate – General XII Science, Research and Development. – 1995.

11. **The National** Energy Modeling Systems: An Overview. Energy Information Administration. – Washington, Dc. – 1998.

12. **Voss A., Schlenzig Ch., Reuter A.** MESAP-III: A Tool for Energy Planning and Environmental Management. – Overview brochure, University of Stuttgart, 1994.

13. **Белкин В.Д., Ивантер В.В.** Модель «доход–товары» и баланс народного хозяйства. – М.: Наука, 1984.

14. **Серебряков Г.Р.** Опыт построения динамической межотраслевой равновесной модели российской экономики // Экономика и математические методы. – 2000. – N 2.

15. **Методические** положения оптимизации развития топливно-энергетического комплекса. – М.: Наука, 1975.

16. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. 2-е изд., доп. – М.: Наука, 1983.

17. **Методические** положения долгосрочного прогнозирования топливно-энергетического комплекса. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1977.

18. **Макаров А.А., Кононов Ю.Д., Криворуцкий Л.Д. и др.** Методы и модели для исследования оптимальных направлений долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1977.

19. **Макаров А.А., Кононов Ю.Д., Криворуцкий Л.Д. и др.** Иерархия моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1984.

20. **Кулешов В.В., Чернышов А.А.** Многоотраслевые комплексы: современные тенденции моделирования // Экономика и математические методы. – 1987. – N 6.

21. **Чернышов А.А., Суслов Н.И., Бузулуцков В.Ф., Горохов О.В.** Народнохозяйственная межрегиональная модель в исследовании взаимосвязей энергетики. – Препр. – Новосибирск: ИОиОПП, 1988.

22. **Малахов В.А.** Методика оценки взаимовлияния топливно-энергетического комплекса и экономики. // Проблемы и методы исследования роли ТЭК в экономике / Под ред. Д.В. Шапота. – М.: ИНЭИ РАН, 2001.

23. **Макаров А.А., Шапот Д.В., Лукацкий А.М., Малахов В.А.** Инструментальные средства для количественного исследования взаимосвязей энергетики и экономики // Экономика и математические методы. – 2002. – N 1.

24. **Макаров А.А., Вигдорчик А.Г.** Топливно-энергетический комплекс.– Москва: Наука, 1979.

25. **Методы** исследования и управления системами энергетики / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Ю.Д. Кононов и др. – Новосибирск: Наука, 1987.

26. **Макаров А.А., Гершензон М.А., Макарова А.С., Папин А.А.** Моделирование долгосрочных программ развития энергетики // Использование межотраслевых моделей для долгосрочного прогнозирования энергетики: Сб. науч. тр. – Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1979.

27. **Куленов Н.С., Хасенов Ж.Х.** Прогнозирование энергопотребления. – Алма-Ата: Наука, 1980.

28. **Bruce Hannon.** Energy Discounting // Technological Forecasting and Social Change. – 1982. – N 21.

29. **Michael S. Burnett.** Methodology for assessing net energy and abundance of energy resources. – Louisvili, Kentucky, 1981.

30. **Stephen Casler.** Correcting Input-Output Coefficiens for Capital Depreciation // Energy Systems and Policy. – 1983. – Vol. 7, N 3.

31. **Tetsuo Tezuka, Yoichi Kaya.** Energy Analisis of Japanese Industries // Technological Forecasting and Social Change. – 1984. – N 25.

32. **Медведева Е.А.** Технологические уклады и энергопотребление. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994.

33. **Медведева Е.А., Эскин В.И.** Система моделей для прогнозирования развития энергетики в рыночных условиях // ТЭК России. – М.: 1993. – N 1.

34. **Коган Ю.М.** Современные проблемы прогнозирования потребности в электроэнергии // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». ИНП РАН. – М., 2006.

35. **Chateau B., Lapillonne B.** The MEDEE Approach: Analysis and Long-term Forecasting of Final Energy Demand of Country. – France, 1978.

36. **Mantzos L., Capros P.** The PRIMES. Version 2. Energy System Model: Design and features. National Technical University of Athens. – Greece, 1995.

37. **Chateau B., Quercia N.** Assessment of the very long term development of the needs of energy services: the VLEEM methodology. – France, 2003. – Режим доступа: www.VLEEM.org.

38. **Gale A. Bord.** Forecasting industrial energy use. – USA, 1991.

39. **Степанов В.С.** Анализ энергетического совершенства технологических процессов. – Наука, 1984.

40. **Степанов В.С., Степанова Т.Б.** Потенциал и резервы энергосбережения в промышленности. – Наука, 1990.

41. **Институт** энергетических исследований (ИНЭИ РАН) – 20 лет // Энергетика России: стратегия развития. – М., 2003.

42. **Авдеева Н.Л., Исадская Т.Б., Рынская Г.З. и др.** Проблемы сбережения энергоресурсов и оценка его масштабов в сфере конечного потребления // Энергоэффективность: опыт, проблемы, решения. – М. 2003. – N 2.

43. **Кононов Ю.Д., Мазурова О.В., Гальперова Е.В.** и др. Энергоемкость экономики и цены на энергоносители: Глобальные тенденции. – Препр. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000.

44. **Haas R., Schipper L.** Residental energy demand in OECD-countries and the role of irreversible efficiency improvements // Energy Economics 20. – 1998.

45. **Россия** в цифрах. 2009: Крат. стат. сб. – М., 2009.

46. **Куленов Н.С.** Электрификация жилищ (методы и модели прогнозирования). – Алма-Ата: Наука, 1984.

47. **Современные** проблемы электрификации быта / Отв. ред. Ю.М. Коган. – М.: Наука, 1987.

48. **Правила** установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. № 306. Режим доступа: http://www.rg.ru/2006/05/31/normativy-kommunalka.html

49. **Методика** расчета норм потребления природного газа населением при отсутствии приборов учета газа: Приказ Министерства регионального развития РФ 13 июля 2006 г. № 83 (Д) газа. – Режим доступа: http://www.comhoz.ru/prado /Docum Show_DocumID_114347_DocumIsPrint__Page_1.html

50. **Расчет** и проектирование тепловых сетей /А.Ф. Строй, В.Л. Скальский. – Киев: Будівельник, 1981.

51. **Annual** Energy Outlook 2007 with Project to 2030. Energy Information Administration. – U.S. Department of Energy, 2007. – Режим доступа: http://www.eia.dov.gov

52. **Wade S.** Price Responsiveness in the AEO 2003 NEMS Residentional and Commerial Buildings Sector Modells. – USA, EJA, 2004.

53. **Industrial** End-Use Data Book. USA, Oak-Ridge, 1980.

54. **The Energy** Market Model of the Frisch Center – LIBEMOD. – 2002.

55. **Komigama R.** Projecting long-term natural gas demand as a function of price and income elasticities. RR. – IIASA. – Laxenburg, Austria, 2000.

56. **The power** to choose: demand respons in liberalized electric market // JEA. – 2002.

57. **Economic** Impact of Carbon Taxes: Detailed Results (EPRI, Final Report). Lexington, Massachusetts: DRI/Mc Grow Hill, 1994.

58. **Nagata Ju.** A Forecast of Energy Demand in Japan Considering Asymetric Price Elasticities. – 2001.

59. **The EMR** Energy Demand and Price Modelling Systems. – Canada, 1985.

60. **Ваньков А., Рубанов И.** Приватизация энергобаланса страны // Эксперт. – 2007. – N 7.

61. **Мелентьев Л.А., Штейнгауз Е.О.** Экономика энергетики СССР. – М.: Госэнергоиздат, 1963.

62. **Кононов Ю.Д.** Методика выбора рациональных топлив для обжиговых печей с использованием ЭВМ // Труды производственно-научной конференции. – Иркутск. – 1964.

63. **Гранберг А.Г.** Моделирование социалистической экономики. – М.: Экономика, 1988.

64. **Белоусов Н.И., Васильева Е.М., Лившиц В.Н.** Теоретические проблемы реформирования естественных монополий в России: модели и методы структуризации. – М.: ИСА РАН, 1998.

65. **Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д.** Методический подход к долгосрочному прогнозированию цен на электроэнергию. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – Препр. N 2.

66. **Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д.** Новые требования и подходы к долгосрочному прогнозированию цен на электроэнергию // Изв. РАН. Энергетика. – 2006. – N 3.

67. **Energy** planning and the development of carbon mitigation strategies // Using the MARKAL family of Models. – Washington, 2000.

68. **Messner S., Strubegger M.** User's Guide for MESSAGE III/WP-95-69. IIASA. – Laxenburg, Austria, 1995.

69. **Messner S., Schrattenholzer L.** Message-Macro: Linking Energy Supply Model with a Macroeconomic Module and Solving it Iteratively // Energy. – 2000. – Vol. 25.

70. **The EC Energy** and Environmental model EFOM-ENV/GAMS. Netherlands Energy Research Foundation ECN. – November 1991.

71. **Messner S., Golodnikov A., Gritsevskii A.** A stochastic version of the dynamic linear programming model message III // Energy. – 1996. – Vol. 21.

72. **Методы** применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах / Под ред. Л.А. Мелентьева. – М.: Наука, 1964.

73. **Макаров А.А., Мелентьев Л.А.** Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, 1973.

74. **Методы** математического моделирования в энергетике / Под ред. Л.А. Мелентьева и Л.С. Беляева – Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1966.

75. **Методы** и модели для исследования оптимальных направлений долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса / Под ред. А.А. Макарова. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977.

76. **Методы** и модели разработки региональных энергетических программ / Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, Г.В. Агафонов, А.В. Лагерев – Новосибирск: Наука, 2003.

77. **Некрасов А.С., Синяк Ю.В.** Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2030 г. // Проблемы прогнозирования. – 2007. – N 4.

78. **Оптимизация** развития топливно-энергетического комплекса / Под ред. А.С. Некрасова. – М.: Энергоиздат, 1981.

79. **Системные** исследования проблем энергетики / Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2000.

80. **Веселов Ф.В., Макарова А.С.** Комплексный подход и средства оптимизации инвестиционных решений в электроэнергетике в период реформирования рынка // Пятые Мелентьевские теоретические чтения. – М., 2004.

81. **Елисеева О.А., Лукьянов А.С., Челбаева Л.Г.** Назначение. Состав и структура модели оптимизации развития нефтяной отрасли // Пятые Мелентьевские теоретические чтения. – М., 2004.

82. **Шевчук Л.М., Лукьянов А.С., Кудрявцев А.А.** Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – N 2.

83. **Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н.** Моделирование и оптимизация угольной промышленности в условиях рынка // Пятые Мелентьевские теоретические чтения. – М., 2004.

84. **Топливно-энергетический** комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее / Г.В. Агафонов, Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай и др. – Новосибирск: Наука, 1999.

85. **Лагерев А.В.** Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по федеральным округам» // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – N 4.

86. **Лагерев А.В., Ханаева В.Н.** Информационно-вычислительная система для оптимизации развития ТЭК страны // Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки / Под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука, 1995.

87. **Беляев Л.С.** Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. – Новосибирск: Наука, 1978.

88. **Лагерев А.В., Санеев Б.Г.** Построение и использование адаптивной модели при оптимизации развития электроэнергетической системы // Вопросы построения АИСУ развитием ЭЭС / Под ред. Л.С. Беляева. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1978. – Вып. 1: Учет неопределенности исходной информации.

89. **Макаров А.А., Макарова А.С., Санеев Б.Г., Лагерев А.В.** Метод исследования зон неопределенности оптимального развития экономических систем // Методы анализа и модели структуры территориально-производственных комплексов / Под ред. М.К. Бандмана и А.А. Макарова. – Новосибирск: Наука, 1979.

90. **Смирнов В.А.** Процессы адаптации в развитии энергетики. – Наука, 1983.

91. **Гермейер Ю.Б.** Введение в теорию исследования операций. – М.: Наука, 1971.

92. **Смирнов В.А.** Проблемы повышения гибкости в энергетике. – М.: Наука, 1989.

93. **Дейч И.Г.** Энергоэкономические тенденции развития производства. – М.: Наука, 1985.

94. **Кононов Ю.Д.** Внешние производственные связи и инерционность топливно-энергетического комплекса // Изв. СО РАН СССР. Сер. обществ. наук. – 1981. – N 2.

95. **Кононов Ю.Д.** Энергетика и экономика (проблемы перехода к новым источникам энергии). – М.: Наука, 1981.

96. **Кононов Ю.Д., Ткаченко В.З.** Метод приближенной оценки влияния вариантов развития энергетики на сопряженные отрасли // Вопросы влияния энергетики на другие отрасли. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР. – 1975.

97. **Кононов Ю.Д., Корнеев А.Г., Ткаченко В.З.** Моделирование внешних производственных связей отраслевых систем // Экономика и математические методы. – 1979. – Т. 15. N 5.

98. **Кононов Ю.Д., Корнеев А.Г., Ткаченко В.З.** Сроки реализации крупных энергетических программ. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1988.

99. **Energy** in a Finite World: A Global Energy System Analysis. – IIASA. – Laxenburg, Austria, 1980.

100. **Кононов Ю.Д., Любимова Е.В., Тыртышный В.Н.** Проблемы оценки народнохозяйственных последствий долгосрочных стратегий развития энергетики // Экономика и математические методы. – 1983. – Т. 19, N 5.

101. **Волконский В.А., Кузовкин А.И.** Оптимальные тарифы на электроэнергию – инструмент энергосбережения. – М.: Энергоиздат, 1991.

102. **Пугачев В.Ф., Пителин А.К.** Российская инфляция: трактовка, моделирование, методы борьбы // Вопр. экономики. – 1994. – N 11.

103. **Петров Н.А., Гальперова Е.В. Ткаченко Г.Е. и др.** Влияние изменения тарифов на электроэнергию на экономику Республики Саха (Якутия) // Проблемы прогнозирования. – 1998. – N 5.

104. **Непомнящий В.А.** Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения. – Ташкент: ФАН, 1985.

105. **Юфа А.И.** Моделирование народнохозяйственного ущерба от недопоставки топливно-энергетических ресурсов на базе МОБа // Проблемы энергосбережения. – 1990. – Вып. 5.

106. **Китушин В.Г.** Категория «Ущерб от перерывов работы систем энергетики» и использование ее при решении экономических задач резервирования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Определение ущерба при отказах энергоснабжения потребителей. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР. – 1980. – Вып. 18.

107. **Гершензон М.А.** Моделирование динамики межотраслевых связей энергетики. – Новосибирск: Наука, 1983.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

ПРЕДИСЛОВИЕ 3

Глава 1. ОБЗОР МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ 6

1.1. Зарубежный опыт моделирования взаимосвязей энергетики и экономики 6

1.2. Развитие моделирования взаимосвязей энергетики и экономики в СССР и в России 18

1.3. Модельно-компьютерный комплекс ИСЭМ СО РАН для исследования долгосрочных стратегий развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой 27

Глава 2. МЕТОДЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ 34

2.1. Существующие методические подходы 34

2.2. Предлагаемый подход к долгосрочному прогнозированию спроса на энергоносители на уровне страны и региона 40

2.3. Особенности прогнозирования энергопотребления в производственной сфере 45

2.4. Особенности долгосрочного прогнозирования энергопотребления в непроизводственной сфере 53

2.5. Учет ценовой эластичности спроса на топливо и энергию 67

Глава 3. МЕТОДЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЦЕН НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ 79

3.1. Развитие методических подходов к ценообразованию и к прогнозированию цен 79

3.2. Предлагаемый подход к долгосрочному прогнозированию цен в ТЭК 81

3.3. Прогноз цен на топливо и электроэнергию 87

3.3.1. Прогнозирование цен на уголь 89

3.3.2. Прогнозирование цен на топочный мазут 93

3.3.3. Прогнозирование цен на природный газ 94

3.3.4. Прогнозирование цен на электроэнергию 97

Глава 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ТЭК 102
4.1. Краткая характеристика зарубежных и отечественных оптимизационных моделей ТЭК 102
4.2. Оптимизационная динамическая модель ТЭК ИСЭМ СО РАН 106
4.3. Информационно-вычислительная система для оптимизации и исследования развития ТЭК страны и регионов 116
4.4. Методический подход к принятию решений в условиях неопределенности с использованием модели ТЭК 120
Глава 5. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖОТРАСЛЕВЫХ СВЯЗЕЙ ТЭК И ИНЕРЦИОННОСТИ ЕГО РАЗВИТИЯ 127
5.1. Межотраслевые производственные связи и инерционность развития систем энергетики 127
5.2. Метод исследования и учета свойства инерционности 133
5.3. Результаты экспериментальных расчетов 137
Глава 6. МОДЕЛИ ИСЭМ СО РАН ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ ТЭК И ОПЫТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ 143
6.1. Макроэкономическая модель МИДЛ 143
6.2. Модельный комплекс МЭСТЭК 146
6.3. Оценка влияния удорожания энергоносителей на экономику и социальную сферу 153
6.4. Оценка социально-экономических последствий изменения стоимости энергоносителей в регионе 157
6.5. Макроэкономическая оценка ущербов от дефицита энергоносителей 160
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 166
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 168
ОГЛАВЛЕНИЕ 176

Научное издание

Кононов Юрий Дмитриевич
Гальперова Елена Васильевна
Кононов Дмитрий Юрьевич и др.

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ПРОГНОЗНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ

Редактор Ю.В. Барышева

Изд. лиц. № 020297 от 23.06.97. Подписано в печать 3 июля 2009 г.
Бумага офсетная. Формат 60x84 1/16. Офсетная печать.
Усл. печ.л. 8,9. Уч. изд. л. 10,4. Тираж 350 экз. Заказ № 125

Сибирская издательская фирма «Наука» РАН.
630200, Новосибирск, ул. Восход, 15.
Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН,
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

ISBN 978–5–02–023283–9

